

81607/003

Riserve certe di petrolio e gas naturale

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2013			2014			2015		
Italia	220	43.329	499	243	40.484	503	228	36.905	465
<i>Sviluppate</i>	177	35.835	408	184	33.754	401	171	29.757	362
<i>Non sviluppate</i>	43	7.494	91	59	6.730	102	57	7.148	103
Resto d'Europa	330	35.341	557	331	33.196	544	305	29.594	495
<i>Sviluppate</i>	179	25.587	343	174	25.125	335	237	26.034	404
<i>Non sviluppate</i>	151	9.754	214	157	8.071	209	68	3.560	91
Africa Settentrionale	830	148.162	1.783	776	149.869	1.740	821	135.881	1.694
<i>Sviluppate</i>	561	68.864	1.003	521	59.755	904	542	72.668	1.010
<i>Non sviluppate</i>	269	79.298	780	255	90.114	836	279	63.213	684
Africa Sub-Sahariana	723	67.202	1.155	739	77.651	1.239	787	76.856	1.282
<i>Sviluppate</i>	465	36.666	701	470	35.980	702	511	39.367	764
<i>Non sviluppate</i>	258	30.536	454	269	41.671	537	276	37.489	518
Kazakhstan	679	55.402	1.035	697	58.013	1.069	771	66.649	1.198
<i>Sviluppate</i>	295	42.144	566	306	43.966	589	355	51.832	689
<i>Non sviluppate</i>	384	13.258	469	391	14.047	480	416	14.817	509
Resto dell'Asia	128	21.089	263	131	23.978	285	262	24.864	422
<i>Sviluppate</i>	38	8.101	90	64	7.393	112	126	5.225	159
<i>Non sviluppate</i>	90	12.988	173	67	16.585	173	136	19.639	263
America	147	14.397	240	147	13.246	232	189	12.419	269
<i>Sviluppate</i>	96	8.769	153	116	11.141	188	149	10.549	217
<i>Non sviluppate</i>	51	5.628	87	31	2.105	44	40	1.870	52
Australia e Oceania	22	24.001	176	13	22.821	160	9	21.793	150
<i>Sviluppate</i>	20	15.894	123	12	19.102	135	9	16.562	115
<i>Non sviluppate</i>	2	8.107	53	1	3.719	25		5.231	35
Totale	3.079	408.923	5.708	3.077	419.258	5.772	3.372	404.961	5.975
<i>Sviluppate</i>	1.831	241.860	3.387	1.847	236.216	3.366	2.100	251.994	3.720
<i>Non sviluppate</i>	1.248	167.063	2.321	1.230	183.042	2.406	1.272	152.967	2.255
Società in joint venture e collegate									
Africa Settentrionale	16	421	19	14	419	16	13	363	14
<i>Sviluppate</i>	16	418	19	13	415	15	13	363	14
<i>Non sviluppate</i>		3		1	4	1			
Africa Sub-Sahariana	15	9.350	75	17	9.957	81	16	10.967	87
<i>Sviluppate</i>				7	2.540	23	6	2.376	22
<i>Non sviluppate</i>	15	9.350	75	10	7.417	58	10	8.591	65
Resto dell'Asia	1	803	7	1	510	5		359	4
<i>Sviluppate</i>		382	3		273	3		260	2
<i>Non sviluppate</i>	1	421	4	1	237	2		99	2
America	116	94.955	726	117	94.943	728	158	101.399	810
<i>Sviluppate</i>	19	151	18	26	145	26	29	36.691	265
<i>Non sviluppate</i>	97	94.804	708	91	94.798	702	129	64.708	545
Totale	148	105.529	827	149	105.829	830	187	113.088	915
<i>Sviluppate</i>	35	951	40	46	3.373	67	48	39.690	303
<i>Non sviluppate</i>	113	104.578	787	103	102.456	763	139	73.398	612
Totale riserve certe	3.227	514.452	6.535	3.226	525.087	6.602	3.559	518.049	6.890
<i>Sviluppate</i>	1.866	242.811	3.427	1.893	239.589	3.433	2.148	291.684	4.023
<i>Non sviluppate</i>	1.361	271.641	3.108	1.333	285.498	3.169	1.411	226.365	2.867



Rve

81607/1004

Produzione

Nel 2015 la produzione di idrocarburi è stata di 1,760 milioni di boe/giorno, registrando una crescita del 10,1% rispetto al 2014. Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement, la produzione registra un incremento del 6,3% dovuto al contributo degli avvisi e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Venezuela, Stati Uniti e Regno Unito, delle maggiori produzioni in Libia ed Iraq nonché per effetto del recupero dei crediti per investimenti vantati verso l'Iran. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. Gli avvisi dell'anno e il ramp-up dei giacimenti hanno contribuito con 139 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2014).

La produzione di petrolio (908 mila barili/giorno) è aumentata di 80 mila barili/giorno, pari al 9,7%, a seguito delle maggiori produzioni in Libia, Iran e Iraq, nonché degli avvisi e dei ramp-up di giacimenti in particolare in Angola, Stati Uniti e Norvegia. La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 13 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2014, pari al 10,8%. Lo start-up dei giacimenti in Venezuela,

Regno Unito, Egitto e Stati Uniti, nonché la crescita produttiva in Libia hanno più che compensato il declino delle produzioni mature.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 614,1 milioni di boe. La differenza di 28,3 milioni di boe rispetto alla produzione di 642,4 milioni di boe è dovuta principalmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (26,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (330,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 61% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (44,2 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 25% al settore Gas & Power.

Nel 2015 i volumi sversati a seguito di oil spill operativi registrano un incremento del 22% (+57% quelli da atti di sabotaggio). I volumi sversati sono concentrati complessivamente in Nigeria a seguito della situazione di sicurezza e forza maggiore registrata nell'anno. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e a garantire tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni.

Produzione annuale di idrocarburi^[a]

Società consolidate	2013			2014			2015		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Italia	26	6,5	68	27	6,0	65	25	5,6	62
Resto d'Europa	28	4,4	57	34	5,5	69	31	5,7	68
Africa Settentrionale	91	17,3	201	91	17,7	206	98	22,1	240
Africa Sub-Sahariana	88	5,0	120	84	5,3	118	93	4,8	124
Kazakhstan	22	2,2	36	19	2,1	32	20	2,3	35
Resto dell'Asia	16	3,7	40	13	3,3	34	28	3,0	47
America	22	2,5	38	27	2,3	41	28	2,7	45
Australia e Oceania	4	1,1	11	2	1,1	10	2	1,2	9
	297	42,7	571	297	43,3	575	325	47,4	630
Società in joint venture e collegate									
Africa Settentrionale	1	0,1	2	1	0,1	1	1		1
Africa Sub-Sahariana		0,1	1		0,1	1			
Resto dell'Asia	2	1,7	13		0,2	2	1	0,3	2
America	4		4	4		4	4	0,7	9
	7	1,9	20	5	0,4	8	6	1,0	12
Totale	304	44,6	591	302	43,7	583	331	48,4	642

[a] Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (26,4, 29,4 e 30 milioni di boe, rispettivamente nel 2015, 2014 e 2013).

81607/406

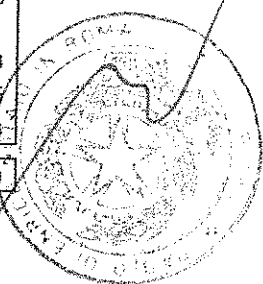
Produzione giornaliera di idrocarburi^[a]

Società consolidate	2013			2014			2015		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Italia	71	17,9	186	73	16,5	179	69	15,5	169
Resto d'Europa	77	12,2	155	93	15,2	190	85	15,6	185
Croazia		1,2	8		1,1	7		0,6	4
Norvegia	60	7,1	106	62	7,8	112	57	7,5	105
Regno Unito	17	3,9	41	31	6,3	71	28	7,5	76
Africa Settentrionale	248	47,2	551	248	48,7	562	268	60,5	658
Algeria	73	2,3	88	83	4,0	109	79	2,7	96
Egitto	93	20,8	227	88	18,4	206	96	14,4	189
Libia	76	23,7	228	73	25,8	239	89	43,0	365
Tunisia	6	0,4	8	4	0,5	8	4	0,4	8
Africa Sub-Sahariana	242	13,6	329	231	14,4	323	256	13,3	341
Angola	79	0,9	84	75	1,1	82	96	0,9	101
Congo	90	4,6	120	80	4,1	106	78	3,9	103
Nigeria	73	8,1	125	76	9,2	135	82	8,5	137
Kazakhstan	61	6,0	100	52	5,7	88	56	6,2	95
Resto dell'Asia	43	10,0	108	36	8,7	93	77	8,2	130
Cina	7	0,1	8	4		4	3		3
India		0,2	1		0,1	1		0,1	1
Indonesia	1	1,5	11	1	1,4	11	2	1,5	12
Iran	4		4	1		1	22		22
Iraq	22		22	21		21	40		40
Pakistan		8,0	52		7,0	45		6,4	41
Turkmenistan	9	0,2	10	9	0,2	10	10	0,2	11
America	61	7,0	106	74	6,2	115	75	7,3	122
Ecuador	13		13	12		12	11		11
Stati Uniti	48	5,3	82	62	4,5	92	64	5,3	98
Trinidad e Tobago		1,7	11		1,7	11		2,0	13
Australia e Oceania	10	3,1	30	6	3,1	26	5	3,2	26
Australia	10	3,1	30	6	3,1	26	5	3,2	26
	813	117,0	1.565	813	118,5	1.576	891	129,8	1.726
Società in joint venture e collegate									
Angola		0,4	3		0,3	2			
Indonesia	1	0,7	5	1	0,7	5	1	0,7	5
Russia	5	4,0	31						
Tunisia	4	0,2	5	4	0,1	5	4	0,2	4
Venezuela	10		10	10		10	12	1,9	25
	20	5,3	54	15	1,1	22	17	2,8	34
Totale	833	122,3	1.619	828	119,6	1.598	908	132,6	1.760

[a] Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,2, 12,5 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2015, 2014 e 2013).

No need

✓



D/E

Exploration & Production

Andamento operativo

81507/406

Pozzi produttivi

Nel 2015 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 9.241 (3.667,5 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.558 (2.439,1 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.683 (1.228,4 in quota Eni).

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932).

Pozzi produttivi^(a)

(numero)	2015			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	In quota Eni	totali	In quota Eni
Italia	238,0	192,1	605,0	523,6
Resto d'Europa	363,0	59,7	179,0	100,6
Africa Settentrionale	1.782,0	941,1	211,0	90,7
Africa Sub-Sahariana	3.065,0	613,4	344,0	27,2
Kazakhstan	185,0	50,7		
Resto dell'Asia	688,0	457,2	998,0	380,9
America	230,0	121,1	328,0	101,6
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8
	6.558,0	2.439,1	2.683,0	1.228,4

[a] Include 2.135 (744,6 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2015 sono stati ultimati 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni), a fronte dei 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni) del 2014 e dei 53 (27,8 in quota Eni) del 2013.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress

come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 16,7% (25,1% in quota Eni), a fronte del 31,3% (38,0% in quota Eni) del 2014 e del 36,9% (38,5% in quota Eni) del 2013.

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	2013		2014		2015		2015	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	In quota Eni
Italia				0,6			4,0	2,8
Resto d'Europa		3,4		4,3		2,2	9,0	2,3
Africa Settentrionale	4,9	5,4	3,5	4,3	3,3	5,8	15,0	12,5
Africa Sub-sahariana	3,2	6,6	7,3	7,3	0,6	2,9	34,0	17,8
Kazakhstan		0,4					6,0	1,1
Resto dell'Asia	4,3	2,7	1,3	4,3		3,4	7,0	2,3
America	0,2	1,2	2,0	1,4	1,0	0,3	4,0	2,5
Australia e Oceania		0,5		0,9			1,0	0,3
	12,6	20,2	14,1	23,1	4,9	14,6	80,0	41,6

[a] Numero di pozzi in quota Eni.

[b] Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

[c] Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

Ne

81607/407

Sviluppo

Nel 2015 sono stati ultimati 335 nuovi pozzi di sviluppo (132,4 in quota Eni) a fronte dei 440 (191 in quota Eni) del 2014 e dei 463 (187,2 in quota Eni) del 2013.

È attualmente in corso la perforazione di 103 pozzi di sviluppo (35 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932).

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress			
	2013		2014		2015		2015	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia	7,4	1,0	12,5		6,0		6,0	3,6
Resto d'Europa	6,3		9,8	1,0	10,2	0,1	14,0	3,0
Africa Settentrionale	61,6	3,3	54,5	1,0	30,5	2,8	17,0	9,2
Africa Sub-Sahariana	26,3	1,2	31,6		22,0	2,5	28,0	4,8
Kazakhstan	0,3		1,5		4,7		16,0	3,1
Resto dell'Asia	61,7	4,3	54,2	1,6	29,7	5,9	6,0	2,3
America	13,8		22,1	0,7	17,4	0,1	16,0	9,0
Australia e Oceania			0,1	0,4	0,5			
	177,4	9,8	186,3	4,7	121,0	11,4	103,0	35,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

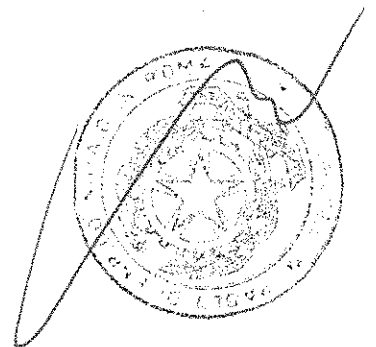
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

Superfici

Nel 2015 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2015 il portafoglio minerario di Eni consiste in 852 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 342.708 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.640 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 302.068 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2015 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi

titoli principalmente in Egitto, Messico, Myanmar, Regno Unito e Costa d'Avorio, per una superficie di circa 21.500 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Congo, Ghana, Italia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Stati Uniti per circa 15.600 chilometri quadrati; e (iii) dall'aumento di superficie netta per l'incremento di quota principalmente in Australia e dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale principalmente in Indonesia, con un effetto netto di 2.000 chilometri quadrati.



Me

Exploration & Production Andamento operativo

81607/608

Principali aree sviluppate e non sviluppate

31 dicembre 2014

31 dicembre 2015

	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^{(a)(b)} non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(b)
EUROPA	44.842	274	15.873	52.732	68.605	10.989	34.134	45.123
Italia	17.297	147	10.647	10.436	21.083	8.924	8.051	16.975
Resto d'Europa	27.545	127	5.226	42.296	47.522	2.065	26.083	28.148
Cipro	10.018	3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Norvegia	3.672	56	2.310	7.594	9.904	452	2.662	3.114
Portogallo	6.370	3		9.099	9.099		6.370	6.370
Regno Unito	744	48	941	1.501	2.442	626	1.279	1.905
Altri Paesi	3.845	13		6.689	6.689		3.845	3.845
AFRICA	159.341	283	63.142	260.577	323.719	19.788	137.653	157.441
Africa Settentrionale	21.693	119	30.392	26.704	57.096	13.778	11.921	25.699
Algeria	1.179	42	3.222	187	3.409	1.148	31	1.179
Egitto	4.946	57	5.623	17.829	23.452	2.121	7.547	9.668
Libia	13.294	10	17.947	8.688	26.635	8.951	4.343	13.294
Tunisia	2.274	10	3.600		3.600	1.558		1.558
Africa Sub-Sahariana	137.648	164	32.750	233.873	266.623	6.010	125.732	131.742
Angola	4.327	72	7.688	13.608	21.296	987	3.417	4.404
Congo	2.883	26	1.794	943	2.737	971	383	1.354
Costa d'Avorio		1		1.431	1.431		429	429
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.664	2		226	226		100	100
Kenia	40.426	7		61.363	61.363		40.426	40.426
Liberia	1.841	3		7.364	7.364		1.841	1.841
Mozambico	5.103	6		3.911	3.911		1.956	1.956
Nigeria	7.638	36	23.268	8.747	32.015	4.052	3.380	7.432
Sud Africa	32.847	1		82.202	82.202		32.881	32.881
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	109.237	70	17.556	202.632	220.188	5.803	111.380	117.183
Kazakistan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869
Resto dell'Asia	108.368	64	15.165	200.090	215.255	5.361	110.953	116.314
Cina	7.075	8	77	7.056	7.133	13	7.056	7.069
India	6.167	11	206	16.546	16.752	109	6.058	6.167
Indonesia	26.248	14	3.218	31.415	34.633	1.217	23.907	25.124
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Myanmar	7.065	4		24.080	24.080		20.050	20.050
Pakistan	9.467	15	10.390	11.486	21.876	3.396	5.414	8.810
Russia	20.862	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	26.384	5		30.777	30.777		23.132	23.132
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	7.943	211	5.245	9.458	14.703	3.351	3.277	6.628
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Messico		3		67	67		67	67
Stati Uniti	3.500	192	1.617	2.301	3.918	803	1.315	2.118
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	13.376	14	1.140	21.679	22.819	709	15.624	16.333
Australia	13.376	14	1.140	21.679	22.819	709	15.624	16.333
Totale	334.739	852	102.956	547.078	650.034	40.640	302.068	342.708

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Ne

81607409

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata, in particolare nel 2015: (i) è stata realizzata una nuova linea di trattamento gas in grado di migliorare le capacità di trattamento del centro olio e le relative performance ambientali; (ii) prosegue l'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri, Eni persegue le migliori pratiche di tutela dell'ambiente naturale; e (iii) azioni a supporto dello sviluppo culturale, sociale e turistico nonché interventi a sostegno delle attività di produzione e commercializzazione di prodotti agricoli e trasformazione agro-alimentare. Il 31 marzo 2016, nell'ambito dell'indagine avviata dalla Procura della Repubblica di Potenza per affermati reati ambientali descritta nella sezione contenziosi alla pag. 190, è stato disposto il sequestro di alcuni impianti funzionali all'attività produttiva che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione riguarda una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. Il valore d'uso della relativa CGU utilizzato ai fini dell'impairment test 2015 è significativamente superiore al valore di libro, così da escludere che una interruzione della produzione anche della durata maggiore fra quelle attualmente prevedibili comporti una rettifica dei valori di libro al 31 dicembre 2015.

Le altre principali attività hanno riguardato interventi nell'offshore Adriatico e Ionico: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi di Barbara, Anemone, Annalisa, Armida e Guendalina; (ii) lo start-up del progetto Bonaccia NW e il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento Clara; e (iii) l'avvio del programma CLEAN SEA (Continuous Long-term Environment Monitoring and Asset Integrity at Sea), un sistema robotizzato per eseguire monitoraggi ambientali e ispezioni sugli impianti offshore.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, hanno avuto inizio gli studi propedeutici al progetto offshore di sviluppo Argo Cluster.

Resto d'Europa

Norvegia Nel 2015, Eni si è aggiudicata due licenze esplorative: (i) l'operatorship della PL 806 con una quota del 40% nel Mare di Barents; e (ii) la PL 044C con una quota del 13,12% nel Mare del Nord. L'attività esplorativa dell'anno ha riguardato le attività preparatorie per una campagna di drilling esplorativo pianificata per il 2016.

A inizio anno è stata avviata la produzione di Eldfisk 2 (Eni 12,39%) nel Mare del Nord e nel Settembre 2015 è stato avviato il progetto Asgard Subsea Compression che rappresenta il primo progetto al mondo di compressione gas a fondo mare e che permetterà di ottimizzare la produzione dei giacimenti Mitgard (Eni 14,8%) e Mikkel (Eni 14,9%) nel Mare Norvegese.

Nel Marzo 2016, è stata avviata la produzione del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Il picco di pro-

duzione è stimato in 65 mila barili/giorno in quota Eni. La produzione avverrà attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi, di cui 12 sono pozzi di produzione, 7 serviranno a iniettare l'acqua nel giacimento e 3 per iniettare gas, che saranno allacciati al più grande e sofisticato impianto di produzione e stoccaggio cilindrico del mondo (FPSO) attraverso un sistema di condotte sottomarine per la produzione e per l'iniezione. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e nessun flaring di gas in normale produzione consentiranno di minimizzare l'impatto ambientale.

Il progetto Goliat dispone, inoltre, di un sistema avanzato per la gestione di eventuali oil spill, in termini di organizzazione, attrezzature e tecnologie, che è stato testato nel corso del 2015 confermando come il programma soddisfi tutti i requisiti stabiliti dalle Autorità norvegesi. Tale risultato è stato ottenuto anche grazie al progetto Costal Oil Spill Preparedness Improvement Program (COSPIP), lanciato da Eni in collaborazione con altre major oil company ed istituti di ricerca internazionali e nazionali. Le altre attività dell'anno hanno riguardato: il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk (Eni 12,39%) ed è stata avviata la FSU di Heidrun (Eni 5,2%) nel Mare di Norvegia.

Regno Unito Nel 2015, Eni si è aggiudicata quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale con quote tra il 9,13% e il 100% ed è stata finalizzata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale con una quota del 100%.

È stata avviata la produzione della fase 2 di sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con il completamento di due pozzi produttori.

Le attività di sviluppo hanno riguardato le attività di drilling per completare lo sviluppo del giacimento Jasmine (Eni 33%).

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione sui campi in produzione di MLE-CAFC (Eni 75%, operatore) con operazioni di construction, infilling e ottimizzazione della produzione. Il progetto prevede un'ulteriore fase a olio con start-up atteso nel 2017 e plateau complessivo di oltre 30 mila boe/giorno (quota Eni).

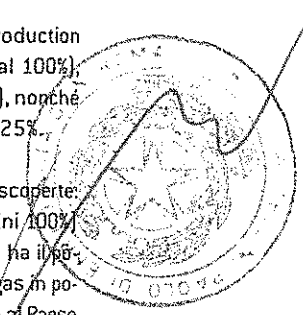
Nel 2015 è stata ottenuta dalle Autorità l'estensione di cinque anni del campo operato di Rom Est (Eni 100%).

Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e production optimization nei Blocchi operati 403 a/d (Eni dal 65% al 100%), Rom Nord (Eni 35%) 401a/402a (Eni 55%), 403 (Eni 50%), nonché nei Blocchi 208 e 404 partecipati con una quota del 12,25%.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) giant a gas di Zohr nella licenza operata di Shorouk (Eni 100%) nelle acque profonde del Mar Mediterraneo. Il giacimento ha il potenziale di contenere fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. La scoperta potrà assicurare indipendenza energetica al Paese per molti anni. Nel febbraio 2016, il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano ha approvato l'assegnazione a Eni del Zohr Development Lease che sancisce l'avvio dello sviluppo del giacimento a gas. Il first gas è previsto a fine 2017. Inoltre è stato

Mare

Z



De

81607/410

perforato con successo il pozzo Zohr 2X, primo pozzo di delineazione della scoperta. Il programma di delineazione prevede la perforazione di ulteriori 3 pozzi; (ii) a olio e gas con il pozzo Melehia West Deep nella concessione Melehia (Eni 76%) nel deserto occidentale; (iii) a olio di Sidri-18 nella concessione Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez; (iv) a gas nel prospetto esplorativo Nooros, situato nella licenza di Abu Madi West (Eni 75%), nel Delta del Nilo. Le stime preliminari indicano che il giacimento possa contenere 15 miliardi di metri cubi di gas in posto, con ulteriore potenziale, a cui si sommano i condensati associati al gas. Il nuovo giacimento è stato messo in produzione a solo 2 mesi dalla scoperta attraverso il suo collegamento alla centrale di trattamento del gas di Abu Madi. Inoltre nel febbraio 2016 è stato perforato con successo il pozzo Nidoco North 1X. L'avvio della nuova scoperta è previsto nel secondo trimestre 2016 e consentirà di raggiungere una produzione complessiva dell'area pari a 45 mila boe/giorno.

Nel corso del 2015 sono stati ratificati i Concession Agreement relativi ai blocchi: (i) South-West Melehia (Eni 100%) nel deserto occidentale; (ii) Karawan (Eni 50%, operatore) e North Leil (Eni 100%) nell'offshore profondo del Mediterraneo; (iii) North El Hammad (Eni 37,5%, operatore) e North Ras El Esh (Eni 50%) nell'offshore del Nile Delta, queste ultime in attesa di ratifica da parte delle Autorità del Paese.

Nel Marzo 2015, Eni e il Ministro del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano hanno firmato un accordo quadro che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stata definita con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato. Nel novembre 2015, così come previsto dall'accordo, sono stati firmati tre emendamenti per le concessioni di Sinai 12 (Eni 100%) e Abu Madi, North Port Said (Eni 100%) e Baltim (Eni 50%, operatore), per permettere l'attuazione di progetti da realizzare nei prossimi anni per far fronte alle crescenti esigenze energetiche della domanda locale egiziana. Inoltre è stato firmato anche un nuovo accordo di Concessione per l'area di Ashrafi (Eni 25%). Alcune delle attività previste sono in fase di esecuzione e un pozzo aggiuntivo nella concessione di Baltim è già in produzione.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di infilling nelle aree del Golfo di Suez e del deserto occidentale e per il gas presso le concessioni di El Tamsah e Baltim nonché interventi di ottimizzazione della produzione al fine di migliorare il recupero delle riserve.

Nel corso dell'anno è stato avviato l'impianto pilota di Chemical Enhanced Oil Recovery per ottimizzare il recupero del potenziale minerario sul giacimento di Belayim (Eni 100%).

Libia L'attività esplorativa near-field ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con scoperte a gas e condensati: (i) nel prospetto esplorativo offshore Bahr Essalam Sud, in prossimità del giacimento in produzione di Bahr Essalam; (ii) nel prospetto esplorativo offshore Bourì Nord, in prossimità del giacimento in produzione di Bourì. Questi ritrovamenti confermano il grande potenziale di risorse di gas naturale ancora presenti nel Paese.

cimento in produzione di Bourì. Questi ritrovamenti confermano il grande potenziale di risorse di gas naturale ancora presenti nel Paese.

Nel gennaio 2015 Eni e la compagnia di Stato NOC hanno firmato un accordo che sancisce la vendita durante il quadriennio 2015-2018 del gas associato alla produzione di olio del giacimento Bu Attifel nell'area contrattuale B (Eni 100%).

Le attività di sviluppo dell'area D hanno riguardato: (i) il collegamento e lo start-up di 3 pozzi di infilling oltre ad attività di ottimizzazione della produzione nel campo di Wafa; (ii) l'avvio della seconda fase di sviluppo del giacimento Bahr Essalam con l'inizio della campagna di perforazione e l'assegnazione del contratto EPC per la realizzazione del sistema sottomarino di collegamento agli impianti di trattamento onshore.

Africa Sub-Sahariana

Angola Nel corso del 2015 Eni e la compagnia di Stato Sonangol hanno firmato alcuni accordi che rafforzano la partnership strategica e operativa e che includono: (i) l'aggiornamento degli attuali piani di sviluppo della raffineria di Lobito di proprietà della compagnia di Stato angolana, con il supporto di Eni e delle sue competenze nel settore, anche sfruttando le potenziali sinergie derivanti dalle raffinerie già esistenti; e (ii) nell'ambito della strategia Eni di assicurare energia accessibile nel Paese, lo stato di avanzamento della valutazione delle risorse di gas nel Lower Congo Basin per fornire energia al mercato interno, sostenendo l'economia locale e lo sviluppo di progetti agricoli che favoriscono la diversificazione dell'economia del Paese. Inoltre Eni e Sonangol hanno concordato le revisioni contrattuali necessarie a supportare gli investimenti del Blocco 15/06 operato da Eni con il 36,84%, dove nel gennaio 2015 le Autorità angolane hanno sancito l'estensione triennale del periodo esplorativo del suddetto blocco.

Nel Blocco 15/06 è in produzione dalla fine del 2014 il progetto West Hub, prima attività produttiva operata da Eni nel Paese. Lo schema di sviluppo prevede l'allacciamento sequenziale alla FPSO N'goma delle numerose scoperte dell'hub a sostegno del plateau produttivo. Nell'aprile 2015 è stata avviata la produzione del giacimento Cinguvu che fa seguito all'avvio di Sangos, e nel gennaio 2016 è stata avviata la produzione del campo di M'Pungi che porta la produzione complessiva dell'area a circa 25 mila barili/giorno in quota Eni.

Sono stati inoltre conseguiti gli avvisi produttivi del: (i) progetto Kizomba satelliti Fase 2 (Eni 20%), nell'offshore profondo del Paese, attraverso la messa in produzione di ulteriori tre campi connessi all'esistente FPSO. Il picco di produzione è stimato in circa 80 mila barili/giorno; (ii) progetto Lianzi (Eni 10%) con lo start-up dei primi due pozzi che hanno raggiunto alla fine dell'anno il livello produttivo di circa 25 mila barili/giorno. È stato conseguito l'avvio di un ulteriore pozzo nel corso del 2016 che consentirà di raggiungere il picco produttivo pari a 35 mila barili/giorno; e (iii) campo Gazela (Eni 12%) con una produzione pari a circa 3 mila barili/giorno.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento delle attività di flaring down sul giacimento Nemba (Eni 9,8%), con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%; e (ii) le attività a progetto sul giacimento Mafumeira (Eni 9,8%) con start-up previsto alla fine del 2016.

Ne

81607/um

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore): (i) con il pozzo di appraisal Minsala N1, confermando il potenziale minerario dell'omonima scoperta; e (ii) con la scoperta Nkala Marine. La scoperta è stimata con un potenziale di circa 250-300 milioni di boe. Le numerose scoperte realizzate nelle sequenze pre-sale nel blocco Marine XII confermano l'efficacia delle tecnologie esplorative Eni, con risorse in posto scoperte di olio e gas stimate in circa 5,8 miliardi di boe.

Nel corso del 2015 è stato definito un accordo quadro di collaborazione per l'espansione della centrale elettrica CEC (Eni 20%), volto a promuovere lo sviluppo energetico per contribuire alla crescita del Paese.

È stato completato il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le attività programmate del PIH nel quinquennio 2011-2015 hanno riguardato i settori dell'educazione, della salute, dell'agricoltura ed accesso all'acqua, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali. Del progetto hanno beneficiato circa 25.000 persone. Con il supporto del The Earth Institute della Columbia University è stato avviato un programma per l'elaborazione di un sistema di monitoraggio volto a valutare l'efficacia del progetto PIH e il suo contributo allo sviluppo dell'area.

È stata avviata la produzione del giacimento di Litchendjili nel blocco Marine XII, attraverso l'installazione di una piattaforma di produzione, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Il picco produttivo di Litchendjili in quota Eni è di 14 mila boe/giorno ed è atteso nel corso del 2016. La produzione gas del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC a cui si aggiungerà la produzione olio con i prossimi pozzi di sviluppo.

Prosegue l'attività di sviluppo del giacimento in produzione di Nené Marine, avviato nel 2014, nel blocco Marine XII con il completamento e lo start-up di ulteriori due pozzi produttivi. Nel 2015 è stata sanzionata la FID della fase 2 di sviluppo del giacimento Nené Marine, con start-up previsto nel secondo semestre 2016.

Ghana Nel Marzo 2016, Eni si è aggiudicata l'operatorship della licenza esplorativa Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%), nell'offshore del Paese.

Nel corso del 2015 è stato definito e firmato con le Autorità del Paese il Gas Sale Agreement e i relativi accordi di garanzia per la vendita del gas naturale del progetto OCTP (Eni 47,22%, operatore), sanzionato e approvato dal Ministro del Petrolio nel dicembre 2014. Il programma di sviluppo integrato petrolio e gas naturale prevede la messa in produzione delle scoperte Sankofa, Sankofa East e Gye Nyame, con lo start-up della produzione di petrolio nel 2017 e first gas nel 2018. Il progetto prevede il picco produttivo di circa 40 mila boe/giorno in quota Eni nel 2019.

Nel corso dell'anno le attività a progetto hanno riguardato: (i) l'assegnazione dei principali contratti per la realizzazione della FPSO e la realizzazione delle facility offshore; e (ii) l'avvio delle attività di drilling di sviluppo con la perforazione di 5 pozzi. Inoltre durante il 2015 è stato definito un piano di Livelihood Restoration a favore della popolazione dell'area.

Sulla base del modello di cooperazione Eni, è stato definito, con il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-

lungo termine a sostegno delle comunità del Paese. Le principali attività in corso riguardano l'area occidentale del Paese (Western Region) con la prosecuzione del Progetto Salute di cui beneficeranno oltre 300.000 persone. In particolare il progetto include: (i) la costruzione di 8 ambulatori medici, di cui 6 già realizzati; (ii) la ristrutturazione di 9 ambulatori già presenti nel territorio, di cui 2 già ultimati; (iii) la costruzione e ristrutturazione di un ulteriore reparto di maternità oltre a quello già inaugurato nel corso dell'anno; e (iv) sono state consegnate 5 ambulanze mentre proseguono le attività di training a personale medico e paramedico nonché la fornitura di ulteriori attrezzature mediche.

Mozambico Nell'ottobre 2015 Eni si è aggiudicata l'operatorship del blocco esplorativo offshore A-5A (Eni 34%) nelle acque profonde dello Zambesi, di una superficie di circa 5.000 chilometri quadrati.

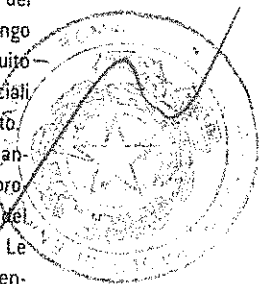
Nel novembre 2015, in accordo con il Decreto Legge approvato nel dicembre 2014 che definisce il regime fiscale del Rovuma Basin e le regole per i progetti di liquefazione offshore, i concessionari di Area 4 (operata da Eni) e Area 1 (operata da Anadarko) hanno firmato lo Unitization and Unit Operating Agreement (UUDA) che regola lo sviluppo degli straddling reservoirs a gas di Mamba e Prosperidade. Inoltre è stata sottoposta congiuntamente dai due operatori alle Autorità l'allocazione delle aree onshore per la realizzazione degli impianti di liquefazione.

Il progetto Mamba prevede nella fase iniziale la realizzazione di due treni GNL onshore con una capacità complessiva di 10 milioni di tonnellate/anno e la perforazione di 16 pozzi sottomarini, con start-up nel 2022, per la produzione di 340 miliardi di metri cubi di gas secondo il piano di sviluppo indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1. La FID è prevista nel 2017.

Le altre attività di sviluppo riguardano la messa in produzione della scoperta Coral. Nel febbraio 2016 il programma di sviluppo della prima fase è stato approvato da parte delle Autorità del Paese. Il progetto prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas attraverso la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas (Floating LNG - FLNG) con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate/anno, alimentato da 6 pozzi sottomarini con start-up nel 2021. Il progetto ha ottenuto nel settembre 2015 la Environmental License alla fine di un processo di valutazione ambientale e sociale che ha coinvolto le comunità locali e le Autorità del Paese. Sono state emesse le contracts' award recommendation per le fasi di costruzione, installazione e commissioning della FLNG e di fornitura degli impianti sottomarini nonché del rig per il drilling. Inoltre è stato finalizzato il contratto di lungo termine di vendita del GNL. La FID è prevista nel 2016, a seguito dell'approvazione di tutti i contratti e degli accordi commerciali da parte delle autorità Mozambicane e dai partner del progetto. Sulla base del modello di cooperazione Eni è stato definito, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità del Paese e che sarà parte integrante delle attività di sviluppo. Le linee guida del programma prevedono diversi ambiti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni e nel rispetto della biodiversità. In particolare nel corso del 2015 sono stati completati alcuni progetti: (i) Water Wells Project per migliorare l'accesso all'acqua presso

Mamba

Coral



NE

81607/uz

l'area di Palma attraverso un sistema di water management che include la formazione di comitati di gestione locali per garantire la sostenibilità sul lungo termine dell'iniziativa; (ii) interventi nell'ambito di educazione primaria, secondaria e formazione professionale; (iii) la fornitura di energia elettrica alla scuola elementare dell'area di Pemba a sostegno dell'alfabetizzazione; e (iv) la riabilitazione di alcune strutture dell'ospedale di Pemba ed interventi di formazione specialistica per medici, infermieri e tecnici ospedalieri.

Nigeria Sono state completate le attività con conseguente avvio produttivo del: (i) progetto Bonga NW, con l'allacciamento di ulteriori pozzi produttori e iniettori all'esistente FPSO; e (ii) progetto Abo fase 3 con l'allacciamento di due ulteriori pozzi produttori alle esistenti facility produttive dell'area.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel blocco OML 28 (Eni 5%), le attività di drilling nell'ambito del progetto integrato nell'area di Gbara-Ubie per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) e start-up previsto nel 2016; e (ii) nel blocco OML 43 (Eni 5%), il programma di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è atteso nel 2016.

Proseguono le attività di sviluppo sui blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%): (i) il programma di flaring down e valorizzazione del gas associato continua presso le flow station di Kwale/Dshi e l'oil center di Ebocha. Nel 2015 il programma ha raggiunto una riduzione di circa l'85% dei volumi bruciati; e (ii) il progetto di gestione delle acque di produzione attraverso la realizzazione di sistemi di raccolta, trattamento e re-iniezione in giacimento. Nel corso del 2015 è stato completato il primo hub di trattamento con la realizzazione di facility con capacità complessiva pari a 60 mila barili/giorno.

Inoltre nel corso dell'anno sono proseguiti i programmi di sostegno della popolazione locale con iniziative nei campi delle infrastrutture pubbliche, dei servizi d'istruzione, programmi sanitari, ampliamento delle aree fornite di energia elettrica, nonché attività di training per favorire lo sviluppo economico in particolare nel settore agricolo.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata residua di diciotto anni dalle produzioni della SPDC JV e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura media del prossimo quadriennio pari a circa 80 milioni residua di metri cubi/giorno (circa 7,5 milioni in quota Eni equivalenti a circa 48 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co. Nel corso dell'anno sono state varate sei nuove metaniere.

Kazakhstan

Nuove iniziative Nel giugno 2015 Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo che stabilisce le condizioni per il trasferimento a Eni di una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il perfezionamento dell'accordo avverrà una volta ottenute le approvazioni di legge richieste. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Inoltre, a seguito del completamento del FEED, sono state avviate le attività per l'assegnazione dei contratti relativi alla costruzione di un cantiere navale a Kuryk, così come previsto dagli accordi siglati nel 2014.

Kashagan Il 13 giugno 2015 è stato completato il processo di cambiamento del modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto. Il nuovo modello, che ha l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei processi operativi e decisionali e ridurre i costi, prevede che la società NCOC NV, partecipata dai sette partner del consorzio, sia l'Operatore unico di tutte le fasi di esplorazione, sviluppo e produzione di Kashagan (Eni 16,81%).

Nel Dicembre 2015, le autorità Kazakhe hanno approvato l'amendment 5 al piano di sviluppo della Fase 1 del progetto Kashagan (la cosiddetta Experimental Program) che ha definito l'aggiornamento dello schedule e del budget del progetto e le attività di sostituzione delle pipeline danneggiate a seguito dell'incidente occorso subito dopo lo start-up di Settembre 2013 che aveva costretto il Consorzio all'interruzione della produzione.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di sostituzione delle pipeline danneggiate. L'installazione sarà completata nella seconda metà del 2016, con il conseguente riavvio produttivo entro la fine del 2016. Si prevede che la produzione raggiunga la capacità totale della Fase 1 dello sviluppo, pari a 370 mila barili/giorno, nel corso del 2017.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Al 31 dicembre 2015 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,2 miliardi pari a €8,4 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2015, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2015 (\$6,8 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,4 miliardi).

Al 31 dicembre 2015 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 611 milioni di barili in aumento di 31 milioni di barili rispetto al 2014, dovuto principalmente all'effetto della riduzione del prezzo del Brent. La maggior parte delle riserve di Kashagan sono undeveloped.

Karachaganak Nel giugno 2015 è stato definito l'accordo di estensione fino al 2038 del Gas Sales Agreement del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%). L'accordo garantisce la fornitura degli attuali volumi di gas all'impianto di trattamento di Orenburg, ponendo le basi all'implementazione di nuovi progetti per mantenere il livello dei volumi prodotti di liquidi e gas.

È allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il

me

81607/413

trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione gas.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili, manutenzione di ospedali e strade, costruzione di impianti di riscaldamento e di centri sportivi.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata ai progetti di sviluppo in corso, nel 2015 è stato avviato, in conformità alle best practices e standard internazionali, un progetto per la rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau.

Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

Al 31 dicembre 2015 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 587 milioni di boe, con un aumento di 98 milioni di boe rispetto al 2014, dovuto principalmente all'effetto della riduzione del prezzo del Brent.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività di valutazione successiva alla scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinangan (Eni operatore, 85%), ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in place.

Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano: (i) il progetto Jangkrik (Eni operatore con il 55%) nell'offshore del Kalimantan. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel 2017; e (ii) il progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, con avvio atteso nel 2016.

Nel giugno 2015 Eni e i partner del progetto Jangkrik hanno firmato con la società PT Pertamina due accordi per la vendita a partire dal 2017 di 1,4 milioni di tonnellate/anno di GNL.

Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

Iran Le attività Eni nel Paese hanno riguardato esclusivamente il recupero dei costi sostenuti in passato per lo sviluppo di progetti petroliferi riconsegnati alle first party iraniane. Si ritiene che tali attività, anche alla luce del recente accordo tra Iran e i paesi occidentali che ha portato alla parziale rimozione delle sanzioni, non rappresentino violazione di alcuna normativa applicabile.

Iraq Sono in fase di completamento le attività relative alla fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) del giacimento Zubair (Eni 41,6%).

A inizio marzo 2016 sono stati infatti avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities - IPF) che assieme a quelli già esistenti, ristrutturati e ammodernati, hanno aumentato la capacità di trattamento dell'olio e del gas di Zubair a circa 650 mila barili/giorno e consenti-

ranno anche di massimizzare l'utilizzo del gas associato. Oltre alle operazioni di trattamento, questi impianti hanno una capacità di iniezione di acqua in giacimento di 300 mila barili/giorno, che sarà determinante per aumentare la produzione di idrocarburi di Zubair. Il progetto Zubair include una ulteriore fase di sviluppo (Enhanced Redevelopment Plan), le cui attività sono state avviate nel 2014, per il raggiungimento del plateau di produzione di 850 mila barili/giorno.

Nel Settembre 2015, Occidental of Iraq LLC, uno dei partner di Eni Iraq BV nel progetto Zubair, ha comunicato la sua decisione di uscire dal progetto Zubair e nel Dicembre 2015 SOC, la compagnia petrolifera di Stato irachena, ha manifestato la volontà di subentrare a Occidental of Iraq LLC. Sono in corso negoziati tra le parti coinvolte.

Proseguono le iniziative a supporto delle comunità locali, in particolare nell'ambito dell'istruzione, attraverso la ristrutturazione di edifici scolastici e progetti a supporto delle attività didattiche.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Puckett Trust 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel Texas occidentale. La scoperta è stata già allacciata alle facility produttive presenti nell'area.

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio, è stata completata la vendita di alcuni asset produttivi minori nel Golfo del Messico.

Nel corso dell'anno sono stati avviati nel Golfo del Messico: (i) il giacimento Hadrian South (Eni 30%), con una produzione giornaliera stimata in 10 milioni di metri cubi di gas e 2.250 barili di idrocarburi liquidi (circa 16 mila boe/giorno in quota Eni); e (ii) il giacimento Lucius (Eni 8,5%), con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni.

Ad inizio 2016 è stata avviata la produzione del progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. La produzione a regime è prevista in circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Proseguono le attività di sviluppo pianificate.

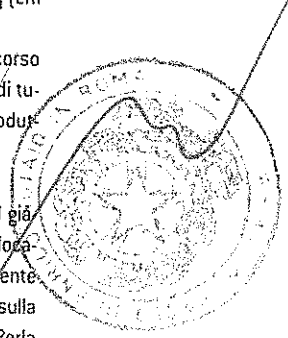
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato attività di drilling: (i) sul campo operato di Devil's Tower (Eni 75%) nonché sui campi non operati di Medusa (Eni 25%), K2 (Eni 13,39%) e St. Malo (Eni 1,25%) nel Golfo del Messico; e (ii) sui giacimenti Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) in Alaska.

Sulla base del modello Eni di sviluppo sostenibile, nel corso dell'anno è proseguito l'aggiornamento del Piano di azioni di tutela della biodiversità e dei servizi ecosistemici nell'area produttiva di Nikaitchuq.

Venezuela Nel luglio 2015 è stata avviata la produzione del giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. Il gas prodotto sarà principalmente utilizzato dalla società di stato PDVSA nel mercato domestico sulla base di un Gas Sale Agreement fino al 2036. Lo sviluppo di Perla è stato pianificato in tre fasi con 21 pozzi di produzione, la posa di quattro piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il livello produttivo alla fine dell'anno è stato

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.



Handwritten signature or mark.

81607/414

di oltre 14 milioni di metri cubi/giorno al 100%. La seconda fase di sviluppo porterà a una produzione di 23 milioni di metri cubi/giorno. La terza fase di sviluppo permetterà di raggiungere il plateau di produzione di 34 milioni di metri cubi/giorno.

Proseguono le attività di drilling del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.234 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investi-

menti di sviluppo (€9.341 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakhstan, Congo, Indonesia e Stati Uniti. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€820 milioni) hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Egitto, Libia, Cipro, Gabon, Congo, Stati Uniti, Regno Unito ed Indonesia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2015 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €78 milioni (€83 milioni nel 2014). Sono state depositate 8 domande di brevetto.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		109				
Africa Settentrionale		109				
Africa Sub-Sahariana						
America						
Esplorazione		1.669	1.398	820	(578)	(41,3)
Italia		32	29	28	(1)	(3,4)
Resto d'Europa		357	188	176	(12)	(6,4)
Africa Settentrionale		95	227	289	62	27,3
Africa Sub-Sahariana		757	635	196	(439)	(69,1)
Kazakhstan		1				
Resto dell'Asia		233	160	71	(89)	(55,6)
America		110	139	54	(85)	(61,2)
Australia e Oceania		84	20	6	(14)	(70,0)
Sviluppo		8.580	9.021	9.341	320	3,5
Italia		743	880	679	(201)	(22,8)
Resto d'Europa		1.768	1.574	1.264	(310)	(19,7)
Africa Settentrionale		808	832	1.570	738	88,7
Africa Sub-Sahariana		2.675	3.085	2.998	(87)	(2,8)
Kazakhstan		658	521	835	314	60,3
Resto dell'Asia		749	1.105	1.333	228	20,6
America		1.127	921	637	(284)	(30,8)
Australia e Oceania		52	103	25	(78)	(75,7)
Altro		117	105	73	(32)	(30,5)
		10.475	10.524	10.234	(290)	(2,8)

Me

81607/415

Gas & Power

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

2013	(622)
2014	168
2015	(126)

Indice di frequenza infortuni
(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

2013	1,32
2014	0,46
2015	0,49

Vendite gas mondo
(miliardi di metri cubi)

2013	93,17
2014	89,17
2015	90,88

Clienti in Italia
(milioni)

2013	8,00
2014	7,93
2015	7,88

Vendite GNL
(miliardi di metri cubi)

2013	12,4
2014	13,3
2015	13,5

Prelievi idrici
(metri cubi/KWheq)

2013	0,017
2014	0,017
2015	0,015

Utile operativo adjusted
prossimo al **break-even**,
in linea con le previsioni

in corso l'**allineamento
completo** del portafoglio
di approvvigionamento
alle condizioni di mercato

85,6%

Grado soddisfazione clienti

ca. **10 milioni**

i clienti tra famiglie, professionisti,
piccole e medie imprese ed enti
pubblici in Italia ed Europa

+12,9%
vendite gas Italia

34,88 Twh

vendite di energia elettrica

Performance dell'anno

- Nel 2015 l'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale ha registrato un aumento del 6,5% pur in presenza del medesimo numero di eventi correlati rispetto allo scorso esercizio (5 infortuni in entrambi gli anni).
- Nel 2015 le emissioni di gas serra sono aumentate del 4,4% in misura minore rispetto alla crescita delle produzioni di energia elettrica (+5,8%), cui è riconducibile la quasi totalità delle emissioni del settore. Inoltre gli interventi di efficienza energetica realizzati e l'entrata a regime della nuova centrale presso il sito di Bolgiano, hanno consentito un miglioramento di tutti gli indici di performance relativi alle emissioni.
- Il prelievi idrici per KWheq prodotti dalle centrali EniPower sono diminuiti dell'11,8% per effetto dell'utilizzo più efficiente dell'acqua nei processi produttivi dalle diverse centrali.
- Nel 2015 il settore Gas & Power ha registrato la perdita netta adjusted di €168 milioni con un peggioramento di €254 milioni rispetto all'utile di €86 milioni rilevato nel 2014. La variazione riflette i maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nello scorso esercizio oltre che all'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel quarto trimestre 2015.
- Le vendite di gas mondo sono state di 90,88 miliardi di metri cubi con un incremento dell'1,9% rispetto al 2014 (+1,71 miliardi di metri cubi). In aumento del 12,9% le vendite in Italia (38,44 miliardi di metri cubi) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. In calo le vendite nei mercati europei (38,28 miliardi di metri cubi; - 9,3%).
- Le vendite di energia elettrica di 34,88 terawattora sono cresciute di 1,30 terawattora rispetto al 2014, pari al 3,9%.
- Gli investimenti tecnici di €154 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas in Italia e all'estero (€69 milioni).

Ne

81607/416

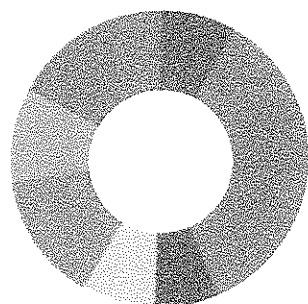
Strategia

Nel settore Gas & Power si prevede una lieve ripresa della domanda pur a livelli ancora distanti dai valori pre-crisi in un contesto in cui permarrà forte la competizione da altre fonti (carbone e rinnovabili). Nei prossimi anni la generalizzata situazione di oversupply risulterà essere acuita dall'attuale rallentamento dell'economia cinese, con un ruolo sempre più importante degli hub europei presso i quali viene scambiato oltre il 60% dei consumi. Obiettivo prioritario è il focus su redditività e generazione di cassa sostenibile, attraverso le seguenti direttrici di intervento:

- (i) completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento del gas alle condizioni di mercato;
- (ii) semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione dei costi di logistica con un risparmio di €300 milioni entro il 2019;
- (iii) rinnovato focus sia nel segmento B2B che retail su segmenti e mercati con livelli di redditività maggiori anche tramite il lancio di prodotti innovativi;
- (iv) valorizzazione delle attività di trading e GNL anche in funzione delle recenti scoperte upstream.

Il management prevede che tali azioni consentiranno di ottenere un flusso di cassa operativo cumulato pari a €2,8 miliardi nel periodo 2016-2019.

**Approvvigionamenti di gas naturale
delle società consolidate**
(85,39 miliardi di metri cubi)



- Italia 8%
- Russia 36%
- Algeria 7%
- Libia 8%
- Paesi Bassi 14%
- Norvegia 10%
- Altri 17%

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente Eni rifornisce circa 1.300 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,88 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e 2,3 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera.

In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero della domanda nel 2015 (+9% e 6,5% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2014, rispettivamente) ma ancora depresso rispetto ai volumi commercializzati prima della crisi e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

Gas naturale

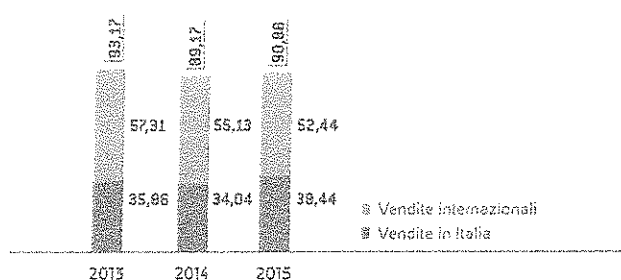
Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 85,39 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2014 di 2,48 miliardi di metri cubi, pari al 3%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (78,66 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono in crescita rispetto al

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA		7,15	6,92	6,73	(0,19)	(2,7)
Russia		29,59	26,68	30,33	3,65	13,7
Algeria (incluso il GNL)		9,31	7,51	6,05	(1,46)	(19,4)
Libia		5,78	6,66	7,25	0,59	8,9
Paesi Bassi		13,06	13,46	11,73	(1,73)	(12,9)
Norvegia		9,16	8,43	8,40	(0,03)	(0,4)
Regno Unito		3,04	2,64	2,35	(0,29)	(11,0)
Ungheria		0,48	0,38	0,21	(0,17)	(44,7)
Qatar (GNL)		2,89	2,98	3,11	0,13	4,4
Altri acquisti di gas naturale		3,63	5,56	7,21	1,65	29,7
Altri acquisti di GNL		1,58	1,69	2,02	0,33	19,5
ESTERO		78,52	75,99	78,66	2,67	3,5
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		85,67	82,91	85,39	2,48	3,0
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,58)	(0,20)		0,20	100,0
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,31)	(0,25)	(0,34)	(0,09)	(36,0)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		84,78	82,46	85,05	2,59	3,1
Disponibilità per la vendita delle società collegate		5,78	3,65	2,67	(0,98)	(26,8)
Volumi E&P		2,61	3,06	3,16	0,10	3,3
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		93,17	89,17	90,88	1,71	1,9

81607/417

Vendite gas mondo
(miliardi di metri cubi)

2014 (+2,67 miliardi di metri cubi; +3,5%) per effetto dei maggiori ritiri da Russia (+3,65 miliardi di metri cubi) e Libia (+0,59 miliardi di metri cubi) parzialmente compensati dai minori volumi approvvigionati da Paesi Bassi (-1,73 miliardi di metri cubi), Algeria (-1,46 miliardi di metri cubi) e Regno Unito (-0,29 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6,73 miliardi di metri cubi) sono

in lieve calo (-0,19 miliardi di metri cubi) rispetto al 2014 per effetto del declino dei campi maturi.

Nel 2015 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (5,2 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,2 miliardi di metri cubi); (iii) dai giacimenti libici (2,2 miliardi di metri cubi); (iv) degli Stati Uniti (1,4 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (Croazia con 0,2 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 17 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 19% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale nel 2015 sono state di 90,88 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una crescita di 1,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2014 (+1,9%).

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	83,60	81,73	84,94	3,21	3,9
Italia (inclusi autoconsumi)	35,76	34,04	38,44	4,40	12,9
Resto d'Europa	42,30	43,07	41,14	(1,93)	(4,5)
Extra Europa	5,54	4,62	5,36	0,74	16,0
Vendite delle società collegate (quota Eni)	6,96	4,38	2,78	(1,60)	(36,5)
Italia	0,10				
Resto d'Europa	5,05	3,15	1,75	(1,40)	(44,4)
Extra Europa	1,81	1,23	1,03	(0,20)	(16,3)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,61	3,06	3,16	0,10	3,3
TOTALE VENDITE GAS MONDO	93,17	89,17	90,88	1,71	1,9

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA	35,86	34,04	38,44	4,40	12,9
Grossisti	4,58	4,05	4,19	0,14	3,5
PSV e borsa	10,68	11,96	16,35	4,39	36,7
Industriali	6,07	4,93	4,66	(0,27)	(5,5)
PMI e terziario	1,12	1,60	1,58	(0,02)	(1,3)
Termoelettrici	2,11	1,42	0,88	(0,54)	(38,0)
Residenziali	5,37	4,46	4,90	0,44	9,9
Autoconsumi	5,93	5,62	5,88	0,26	4,6
VENDITE INTERNAZIONALI	57,31	55,13	52,44	(2,69)	(4,9)
Resto d'Europa	47,35	46,22	42,89	(3,33)	(7,2)
Importatori in Italia	4,67	4,01	4,61	0,60	15,0
Mercati europei	42,68	42,21	38,28	(3,93)	(9,3)
Penisola Iberica	4,90	5,31	5,40	0,09	1,7
Germania/Austria	8,31	7,44	5,82	(1,62)	(21,8)
Benelux	8,68	10,36	7,94	(2,42)	(23,4)
Ungheria	1,84	1,55	1,58	0,03	1,9
Regno Unito	3,51	2,94	1,96	(0,98)	(33,3)
Turchia	6,73	7,12	7,76	0,64	9,0
Francia	7,73	7,05	7,11	0,06	0,9
Altro	0,98	0,44	0,71	0,27	61,4
Mercati extra europei	7,35	5,85	6,39	0,54	9,2
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,61	3,06	3,16	0,10	3,3
TOTALE VENDITE GAS MONDO	93,17	89,17	90,88	1,71	1,9

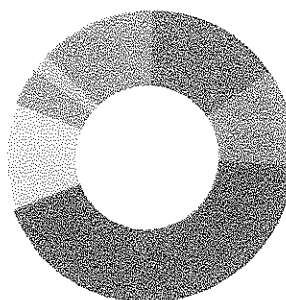
81607/418

In aumento le vendite sul mercato domestico (38,44 miliardi di metri cubi; +12,9%) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati al segmento termoelettrico a causa della competizione da altre fonti (in particolare le rinnovabili) e della debole dinamica della richiesta elettrica nella prima parte dell'anno nonché al segmento industriali a causa della crescente pressione competitiva. Le vendite sui mercati europei di 38,28 miliardi di metri cubi sono diminuite del 9,3%, principalmente in Benelux per minori vendite spot, Germania/Austria per effetto della competizione e della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014 e Regno Unito, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Turchia per i maggiori ritiri di Botas.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (3,16 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,10 miliardi di metri cubi per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel Mare del Nord.

In aumento del 15% i ritiri dei long-term buyer di gas per effetto della maggiore disponibilità di gas libico nonché le vendite sui mercati extra-europei (+9,2%) per effetto della maggiori vendite spot negli Stati Uniti.

Vendite gas Italia (38,44 miliardi di metri cubi)



- Autoconsumi 15%
- Grossisti 11%
- Psu e Borsa 43%
- Industriali 12%
- PMI e terziario 4%
- Termoelettrici 2%
- Residenziali 13%

GNL

Nel 2015, le vendite di GNL (13,5 miliardi di metri cubi) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 2014 (+0,2 miliardi di metri cubi). In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa e Far East.

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P	8,4	8,9	9,0	0,1	1,1
Resto d'Europa	4,6	5,0	4,8	(0,2)	(4,0)
Extra Europa	3,8	3,9	4,2	0,3	7,7
Vendite E&P	4,0	4,4	4,5	0,1	2,3
Terminali:					
Soyo (Angola)	0,1	0,1		(0,1)	..
Bontang (Indonesia)	0,5	0,5	0,5		
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	0,6	0,6	0,7	0,1	16,7
Bonny (Nigeria)	2,4	2,8	2,8		
Darwin (Australia)	0,4	0,4	0,5	0,1	25,0
	12,4	13,3	13,5	0,2	1,5

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2015, la produzione di energia elettrica è stata di 20,69 terawattora in aumento di 1,14 terawattora rispetto al 2014, pari al 5,8%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso le centrali di Ferrera Erbognone, Ravenna e Brindisi per la lieve crescita della domanda. Al 31 dicembre 2015, la potenza installata in esercizio è di 4,9 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2014). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia

elettrica di 14,19 terawattora ha registrato un lieve aumento dei volumi acquistati (+1,1%) per effetto principalmente dei maggiori acquisti sui mercati spot quasi interamente compensati dalle minori transazioni effettuate sul mercato elettrico.

Vendite di energia elettrica

Nel 2015 le vendite di energia elettrica (34,88 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (2%).

La crescita del 3,9% rispetto al 2014 è dovuta ai maggiori volumi commercializzati ai clienti grossisti e residenziali, parzialmente compensati dalle minori vendite alle PMI e ai clienti large.

		2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.295	4.074	4.270	196	4,8
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	449	338	313	(25)	(7,4)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,38	19,55	20,69	1,14	5,8
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	9.907	9.010	9.318	308	3,4

17.6

81607/419

Disponibilità di energia elettrica (terawattora)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica	21,38	19,55	20,69	1,14	5,8
Acquisti di energia elettrica ^(a)	13,67	14,03	14,19	0,16	1,1
	35,05	33,58	34,88	1,30	3,9
Mercato libero	28,73	24,86	25,90	1,04	4,2
Borsa elettrica	1,96	4,71	5,09	0,38	8,1
Siti	3,31	3,17	3,23	0,06	1,9
Altro ^(a)	1,05	0,84	0,66	(0,18)	(21,4)
Vendite di energia elettrica	35,05	33,58	34,88	1,30	3,9

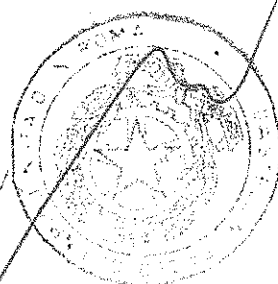
(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

Investimenti tecnici

Nel 2015 gli investimenti tecnici di €154 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali

a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€69 milioni).

Investimenti tecnici (€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Mercato	206	164	138	(26)	(15,9)
Mercato	87	66	69	3	4,5
Italia	42	30	31	1	3,3
Estero	45	36	38	2	5,6
Generazione elettrica	119	98	69	(29)	(29,6)
Trasporto internazionale	23	8	16	8	100,0
	229	172	154	(18)	(10,5)
di cui:					
Italia	161	128	100	(28)	(21,9)
Estero	68	44	54	10	22,7



De

Refining & Marketing

81607/420

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

2013	(472)
2014	(65)
2015	387

Indice di frequenza infortuni
(infortuni/ore lavorate) x 1000.000

2013	1,05
2014	0,89
2015	0,80

Lavorazioni in conto proprio
(milioni di tonnellate)

2013	27,38
2014	25,03
2015	26,41

Emissioni dirette di gas serra
(milioni di tonnellate di CO₂eq)

2013	5,2
2014	5,3
2015	5,1

Vendite di prodotti petroliferi rete Europa
(milioni di tonnellate)

2013	9,69
2014	9,21
2015	8,89

Indice di soddisfazione cliente
(scala likert)

2013	8,1
2014	8,2
2015	8,3

ca. **5 \$/barile**
margine di break-even
raffinazione

Utile operativo adjusted
positivo
in anticipo rispetto al piano strategico

+53,8%
lavorazioni green

24,5%
quota di mercato Italia

+16,3%
tasso di utilizzo impianti vs 2014

Valorizzazione
tecnologia Est
tramite accordi di licensing

Performance dell'anno

- Nel 2015 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-10,1%).
- Le emissioni di GHG hanno registrato un calo del 3,7% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni fuggitive di metano hanno più che compensato la crescita delle emissioni relativa ai maggiori volumi lavorati nel periodo consentendo inoltre di diminuire del 17,3% il rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- Nel 2015 il settore ha conseguito l'utile netto adjusted di €282 milioni che rappresenta un miglioramento di €323 milioni rispetto alla perdita di €41 milioni registrata nell'esercizio precedente.
La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che, unitamente ad una migliore selezione delle materie prime, hanno consentito di ridurre il margine di break-even della raffinazione a circa 5 \$/barile e di anticiparne al 2015 il pareggio economico previsto al 2017 nel Piano Strategico 2015-2018.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2015 sono state di 26,41 milioni di tonnellate con una crescita del 5,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,38 milioni di tonnellate). A struttura omogenea, escludendo l'effetto della dismissione della capacità di raffinazione in Repubblica Ceca e della fermata per conversione della raffineria di Gela, le lavorazioni dell'anno sono aumentate del 15%. In Italia la crescita delle lavorazioni (+16,4% rispetto al 2014) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dei margini di raffinazione.
- In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,20 milioni di tonnellate; +53,8%).
- Nel 2015, le vendite sulla rete in Italia (5,96 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2014 (circa 180 mila tonnellate, -2,9%) concentrate sulla rete autostradale e sulla rete dei punti vendita convenzionati.
- Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,93 milioni di tonnellate hanno registrato un calo del 4,6% rispetto al 2014. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria.

me

81607/421

► Nel 2015 gli investimenti tecnici del settore di €408 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€282 milioni), finalizzata essenzialmente al mantenimento degli impianti nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€75 milioni) e nel Resto d'Europa (€51 milioni).

► Nel 2015 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €27 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 4 domande di brevetto.

Licensing della tecnologia EST

Nel settembre 2015 Eni e Total hanno firmato un accordo di licenza per il diritto di uso della tecnologia EST (Eni Slurry Technology) che comprende inoltre lo sviluppo congiunto di un progetto di cooperazione volto ad adattare la tecnologia in oggetto alle esigenze produttive di Total. Questo accordo rappresenta per Eni il primo contratto di vendita non esclusiva della licenza d'uso della tecnologia EST ed apre opportunità di crescita futura di un nuovo mercato della vendita di tecnologie proprietarie che si rende possibile a valle del consolidamento industriale della prima unità al mondo in esercizio nella raffineria Eni di Sannazzaro.

Commercializzazione Eni Diesel+

Nel gennaio 2016 Eni ha lanciato in circa 3.500 stazioni di servizio in Italia il nuovo carburante Eni Diesel+ con il 15% di componente rinnovabile prodotta da oli vegetali presso la raffineria di Venezia attraverso la tecnologia Ecofining™. Eni Diesel+ abbina le caratteristiche prestazionali dei carburanti premium di ultima generazione (allungamento della vita del motore, miglioramento delle prestazioni nonché riduzione dei consumi fino al 4%) alla riduzione dell'impatto ambientale (riduzione delle emissioni di CO₂ in media del 5%, idrocarburi incombusti fino al 40% e particolato fino al 20%).

Strategia La priorità del settore Refining & Marketing sarà quella di consolidare la redditività del business acquisita nell'ultimo esercizio nonostante il perdurare di deboli fondamentali nel mercato europeo della raffinazione, caratterizzato da un'overcapacity strutturale nonché dalla concorrenza dei raffinatori di Medio Oriente, Russia e Asia. Nei prossimi 4 anni la priorità del management sarà l'ottenimento di un risultato operativo e di flusso di cassa netto stabilmente positivo, attraverso: (i) la prosecuzione delle attività di riconversione delle raffinerie più deboli in impianti per la produzione di bio carburanti; (ii) l'ottimizzazione degli assetti produttivi e l'impiego di materie prime più remunerative anche facendo leva sulla capacità di riconversione delle frazioni pesanti del greggio in prodotti leggeri assicurata dall'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) il continuo miglioramento dell'efficienza sia nella raffinazione che nelle attività commerciali; (iv) lo sviluppo delle attività di marketing attraverso la differenziazione e l'innovazione di prodotto e dei servizi; (v) rafforzamento del posizionamento competitivo nei principali mercati dell'Europa Continentale (Germania, Austria, Svizzera e Francia). Complessivamente le azioni programmate consentiranno di ridurre il margine di break-even nella raffinazione a 3 \$/bl dal 2018.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2015 sono state acquistate 24,80 milioni di tonnellate di petrolio (23,02 milioni di tonnellate nel 2014) di cui 5 milioni di tonnellate di greggi equity. La ripartizione degli acquisti per area

geografica è la seguente: 47% dalla ex URSS, 20% dal Medio Oriente, 16% dall'Italia, 12% dall'Africa Settentrionale, 2% dall'Africa Occidentale, 1% dal Mare del Nord e 2% da altre aree.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		5,93	5,81	5,04	[0,77]	(13,3)
Altri greggi		19,71	17,21	19,76	2,55	14,8
Totale acquisti di greggi^(a)		25,64	23,02	24,80	1,78	7,7
Acquisti di semilavorati		2,46	2,02	1,66	[0,36]	(17,8)
Acquisti di prodotti		9,62	11,07	10,68	[0,39]	(3,5)
TOTALE ACQUISTI		37,72	36,11	37,14	1,03	2,9
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,55)	(0,57)	(0,41)	0,16	28,1
Altre variazioni ^(a)		(1,59)	(0,62)	(1,22)	[0,60]	(96,8)
		35,58	34,92	35,51	0,59	1,7

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Ne

81607/422

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2015 sono state di 26,41 milioni di tonnellate con una crescita del 5,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,38 milioni di tonnellate).

In Italia la crescita delle lavorazioni (+14,1%) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dello scenario. In particolare la selezione dei greggi approvvigionati è stata indirizzata su qualità di greggi ad alto zolfo ed elevata redditività, grazie ad una strategia di acquisto che ha privilegiato il mercato spot rispetto a quello long-term. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della fermata per conversione della Raffineria di Gela i volumi processati aumentano del 16,4% rispetto al 2014. In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di olio di palma lavorati presso Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 3,69 milioni di tonnellate sono diminuite di 1,42 milioni di tonnellate (-27,8%) per

effetto principalmente della dismissione della partecipazione in Repubblica Ceca avvenuta nel secondo trimestre 2015. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della suddetta dismissione, le lavorazioni risultano essere in crescita del 5%.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 18,37 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,13 milioni di tonnellate (-13,1%) rispetto al 2014; il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 94,7%. Il 20,4% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di 4,8 punti percentuali rispetto al 2014 (25,2%).

Nell'ambito degli interventi sul territorio previsti da accordi con gli stakeholder locali, sono proseguiti gli interventi di ammodernamento e di salvaguardia ambientale e infrastrutturale nonché i progetti in campo sociale e urbanistico definiti dalle convenzioni con i comuni di Ferrera Erbognone e Sannazzaro de' Burgondi.

Disponibilità di prodotti petroliferi	[milioni di tonnellate]	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		18,99	16,24	18,37	2,13	13,1
Lavorazioni in conto terzi		(0,57)	(0,58)	(0,38)	0,20	34,5
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,14	4,26	4,73	0,47	11,0
Lavorazioni in conto proprio		22,56	19,92	22,72	2,80	14,1
Consumi e perdite		(1,23)	(1,33)	(1,52)	(0,19)	(14,3)
Prodotti disponibili da lavorazioni		21,33	18,59	21,20	2,61	14,0
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		5,73	7,19	6,22	(0,97)	(13,5)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,83)	(0,73)	(0,48)	0,25	34,2
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,55)	(0,57)	(0,41)	0,16	28,1
Prodotti venduti		25,68	24,48	26,53	2,05	8,4
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		4,82	5,11	3,69	(1,42)	(27,8)
Consumi e perdite		(0,22)	(0,21)	(0,23)	(0,02)	(9,5)
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,60	4,90	3,46	(1,44)	(29,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,30	4,48	4,77	0,29	6,5
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,83	0,73	0,48	(0,25)	(34,2)
Prodotti venduti		9,73	10,11	8,71	(1,40)	(13,8)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		27,38	25,03	26,41	1,38	5,5
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,93	5,81	5,04	(0,77)	(13,3)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		35,41	34,59	35,24	0,65	1,9
Vendite di greggi		0,18	0,33	0,27	(0,06)	(18,2)
TOTALE VENDITE		35,59	34,92	35,51	0,59	1,7

7/16

81607/423

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2015 le vendite di prodotti petroliferi (35,24 milioni di tonnellate) sono cresciute di 0,65 milioni di tonnellate rispetto al corrispon-

dente periodo del 2014, con un incremento pari all'1,9%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Rete	6,64	6,14	5,96	{0,18}	{2,9}
Extrarete	8,37	7,57	7,84	0,27	3,6
Petrolchimica	1,24	0,89	1,17	0,28	31,5
Altre vendite	9,43	9,89	11,56	1,67	16,9
Vendite in Italia	25,68	24,49	26,53	2,04	8,3
Rete Resto d'Europa	3,05	3,07	2,93	{0,14}	{4,6}
Extrarete Resto d'Europa	4,56	4,60	3,83	{0,77}	{16,7}
Extrarete mercati extra europei	0,10	0,43	0,43		
Altre vendite	2,02	2,00	1,52	{0,48}	{24,2}
Vendite all'estero	9,73	10,10	8,71	{1,39}	{13,8}
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	35,41	34,59	35,24	0,65	1,9

Vendite rete Italia

Nel 2015, le vendite sulla rete in Italia (5,96 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2014 (circa 180 mila tonnellate, -2,9%) per effetto di una maggiore pressione competitiva. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.569 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 35 mila litri rispetto al 2014. La quota di mercato media del 2015 è del 24,5% in diminuzione di 1 punto percentuale rispetto al 2014. Al 31 dicembre 2015 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.420 stazioni di servizio con un decremento di 172 unità rispetto al 31 dicembre 2014

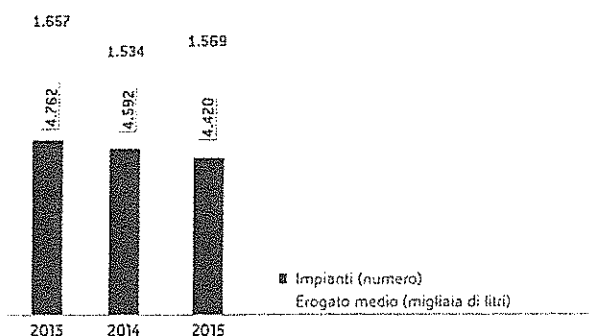
[4.592 stazioni di servizio]. Tale riduzione è dovuta per 115 unità alla rete convenzionata come saldo di decrementi e acquisizioni, per 56 unità alla rete di proprietà essenzialmente per la chiusura di impianti a basso erogato e per una unità dovuta al mancato rinnovo di una concessione sulla rete autostradale.

Il programma di fidelizzazione "you&eni", lanciato nel 2010, è terminato a gennaio 2015. Ad aprile è stato lanciato il nuovo programma "you&eni" di durata biennale, dedicato ai clienti che fanno rifornimento in modalità "Più Servizio".

Vendite per prodotto/canale (milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Italia	15,01	13,71	13,80	0,09	0,7
Vendite rete	6,64	6,14	5,96	{0,18}	{2,9}
Benzina	1,96	1,71	1,60	{0,11}	{6,4}
Gasolio	4,33	4,07	3,96	{0,11}	{2,7}
GPL	0,32	0,32	0,36	0,04	12,5
Altri prodotti	0,03	0,04	0,04		
Vendite extrarete	8,37	7,57	7,84	0,27	3,6
Gasolio	4,09	3,54	3,69	0,15	4,2
Oli combustibili	0,24	0,12	0,12		
GPL	0,30	0,28	0,22	{0,06}	{21,4}
Benzina	0,25	0,30	0,38	0,08	26,7
Lubrificanti	0,09	0,09	0,07	{0,02}	{22,2}
Bunker	1,00	0,91	1,07	0,16	17,6
Jet fuel	1,58	1,59	1,60	0,01	0,6
Altri prodotti	0,82	0,74	0,69	{0,05}	{6,8}
Estero (rete + extrarete)	7,71	8,10	7,19	{0,91}	{11,2}
Benzina	1,73	1,80	1,51	{0,29}	{16,1}
Gasolio	4,23	4,48	3,98	{0,50}	{11,2}
Jet fuel	0,51	0,56	0,65	0,09	16,1
Oli combustibili	0,22	0,18	0,17	{0,01}	{5,6}
Lubrificanti	0,10	0,10	0,10		
GPL	0,51	0,55	0,51	{0,04}	{7,3}
Altri prodotti	0,41	0,43	0,27	{0,16}	{37,2}
	22,72	21,81	20,99	{0,82}	{3,8}

81607/424

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,93 milioni di tonnellate hanno registrato un calo del 4,6% rispetto al 2014. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della citata dismissione le vendite hanno registrato una crescita del 2,7%.

Nel 2015 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.426 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 202 unità rispetto al 2014 per effetto principalmente della cessione degli impianti delle consociate dell'Europa dell'Est. L'erogato medio (2.272 mila litri) è sostanzialmente stabile rispetto al periodo di confronto.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 7,84 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 270 mila tonnellate, pari al 3,6% per effetto principalmente delle maggiori vendite di olio combustibile bunker, gasolio e prodotti minori i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati di GPL e lubrificanti.

Le vendite al settore Petrochimica (1,17 milioni di tonnellate) hanno registrato una crescita del 31,5% riferibile alle maggiori forniture di nafta in relazione al parziale recupero della domanda del settore industriale.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,83 milioni di tonnellate, sono diminuite del 16,7% rispetto al 2014 principalmente nei mercati dell'Est Europa per effetto delle sopra citate dismissioni.

Le altre vendite in Italia e all'estero (13,08 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 1,19 milioni di tonnellate, pari al 10% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Nell'ambito dei lubrificanti è stata ampliata la gamma di prodotti per motocicli (i-Ride) in grado di garantire elevate performance garantendo l'affidabilità dei motori in cui vengono utilizzati.

Investimenti tecnici

Nel 2015, gli investimenti tecnici del settore di €408 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€282 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento degli impianti, nonché a interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€75 milioni) e nel Resto d'Europa (€51 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Refining		497	362	282	(80)	(22,1)
Marketing		175	175	126	(49)	(28,0)
		672	537	408	(129)	(24,0)

26

Discontinued operations

81607/425

Operazione Saipem

Nella parte finale del 2015 Eni ha definito una complessa transazione finalizzata a ristrutturare l'assetto proprietario della controllata quotata Saipem attraverso l'ingresso nell'azionariato di un nuovo socio di riferimento e a ottenere il rimborso dei finanziamenti intercompany in linea con la strategia del Gruppo di:

- focalizzare le risorse nel core business upstream, reperendo ulteriori fonti finanziarie da investire nello sviluppo delle ingenti risorse minerarie recentemente scoperte;
- rafforzare la struttura patrimoniale considerata la debolezza dello scenario petrolifero.

In tale ambito, il 22 gennaio 2016, con l'avveramento di tutte le condizioni sospensive tra le quali il nulla osta della Consob all'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem, è stato perfezionato il contratto di compravendita con il Fondo Strategico Italiano (FSI) avente a oggetto la cessione della partecipazione del 12,503% del capitale sociale di Saipem in mano Eni (n. 55.176.364 di azioni) al prezzo unitario di €8,4 per azione. Il prezzo della transazione è stato definito con riferimento ai prezzi di borsa nei giorni immediatamente precedenti e successivi l'annuncio dell'operazione (28 ottobre 2015). Il corrispettivo complessivo di €463 milioni è stato versato al closing in un'unica soluzione.

Contestualmente ha acquistato piena efficacia il patto parasociale stipulato il 27 ottobre 2015 tra Eni e FSI, che disciplina i reciproci rapporti quali azionisti di Saipem, con particolare riguardo alla governance e al regime di circolazione delle rispettive partecipazioni in Saipem.

Il patto parasociale avente a oggetto un numero paritetico di azioni ordinarie Saipem apportate da ciascun contraente (fino a un massimo del 12,503% del capitale ordinario più un'azione) è valido per tre anni con un'opzione tacita di rinnovo. Le principali disposizioni del patto sono: (a) per il futuro rinnovo degli organi sociali di Saipem, la presentazione da parte di Eni e FSI di un'unica lista per la nomina del Consiglio di Amministrazione (in cui il Presidente e l'AD saranno indicati congiuntamente dalle parti) e del Collegio Sindacale e il relativo impegno di voto; (b) reciproci impegni di stand-still e impegni di lock-up su tutte le azioni apportate al Patto Parasociale e talune ulteriori limitazioni con riferimento al trasferimento di azioni non apportate al Patto Parasociale; (c) obblighi di preventiva consultazione e, per quanto consentito dalla legge, impegni di voto (anche relativamente alle azioni Saipem non apportate al Patto Parasociale) in relazione a tutte le delibere di competenza dell'Assemblea di Saipem e a talune delibere di competenza del Consiglio di Saipem, tra le quali in particolare l'approvazione dei piani industriali. Gli assetti relativi alla governance concordati con il patto parasociale realizzano il controllo congiunto dell'entità da parte dei due paciscenti.

I due soci hanno assunto nei confronti di Saipem un impegno irrevocabile alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale dell'importo di €3,5 miliardi deliberato da Saipem di concerto alla definizione degli accordi di compravendita e parasociali tra Eni e FSI. Il complesso degli accordi prevede infine il rimborso da parte di Saipem dei finanziamenti intercompany concessi da Eni attraverso i proventi dell'aumento di capitale e il rifinanziamento presso istituzioni creditizie terze.

Considerato che le transazioni descritte si sono perfezionate dopo la chiusura del 2015, ai fini del bilancio corrente Saipem rimane ancora una controllata consolidata, fatta salva la rappresentazione come "operazione discontinuata" prevista dallo standard contabile IFRS5 per le attività in corso di dismissione. Pertanto gli impatti economici e finanziari dell'operazione Saipem saranno rilevati da Eni nel reporting statutory 2016, come di seguito descritto:

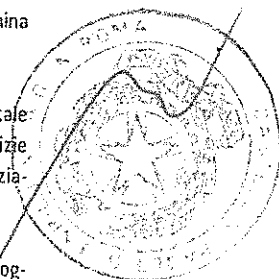
- considerato che gli assetti di governance concordati con il patto parasociale realizzano il controllo congiunto di Saipem da parte dei due contraenti, Eni procederà a deconsolidare le attività e passività e i costi e ricavi di Saipem e a valutare la partecipazione residua del 30,42% in base al metodo dell'equity accounting con valore di libro iniziale pari al prezzo di borsa delle azioni Saipem alla data del closing dell'operazione di compravendita cioè €4,2 per azione corrispondenti a un valore di carico complessivo di €564 milioni e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni (derivante dal raffronto con il valore di carico alla data di bilancio 2015);
- riduzione dell'indebitamento finanziario netto consolidato pari a circa €4,8 miliardi derivanti dal rimborso dei finanziamenti intercompany vantati verso Saipem (€5,4 miliardi alla data di bilancio 2015) e dall'incasso della cessione della partecipazione (€0,4 miliardi), al netto dell'esborso per la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Saipem (€1,07 miliardi alla data di bilancio 2015);
- assumendo gli effetti dell'operazione alla data del 31 dicembre 2015, il leverage proforma del bilancio 2015 si ridetermina in 0,22.

Alla fine di febbraio 2016 con la chiusura dell'aumento di capitale e l'ottenimento di finanziamenti da parte di istituzioni creditizie terze, Saipem ha proceduto al rimborso integrale dei finanziamenti concessi da Eni.

Alla data di annuncio del contratto di compravendita, Eni è soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Essendo anche FSI soggetta al controllo indiretto del MEF, l'operazione si configura come operazione con parte correlata e per la sua significatività, come operazione con parti correlate di maggiore rilevanza ai sensi del Regolamento Parti

Eni

Eni



Ne

81607/026

Correlate e della Procedura adottata dalla Società in materia di operazioni con parti correlate¹, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento e della citata procedura aziendale.

Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 3 novembre 2015 e redatto ai sensi dell'articolo 5 del Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999 disponibile sul sito internet eni.com.

Notizie sulla società oggetto di cessione

Saipem è impegnata nella fornitura "chiavi-in-mano" di impianti e infrastrutture per l'industria petrolifera, della raffinazione e petrolchimica, attività che comprende i servizi di progettazione, approvvigionamento, costruzione, installazione e commissioning secondo gli schemi contrattuali EPC (Engineering, Procurement, Construction) e EPCI (Engineering, Procurement, Construction, Installation). Inoltre, Saipem risulta essere tra i maggiori operatori al mondo nella fornitura di servizi di perforazione offshore grazie alla dotazione di mezzi navali e rig a elevato contenuto tecnologico ed è presente anche nel settore delle perforazioni terra. Saipem beneficia di un solido posizionamento competitivo nella fornitura di servizi EPC/EPCI all'industria petrolifera sia nei progetti offshore sia nei progetti onshore, con un focus particolare sui progetti ad alto contenuto tecnologico, in aree remote, acque profonde

e in presenza di idrocarburi di difficile estrazione, facendo leva sulle distintive capacità di progettazione ed esecuzione.

La società ha un grande e diversificato portafoglio ordini con buona esposizione ai progetti in acque ultra-profonde, posa in opera di pipeline in condizioni estreme, importanti e complessi progetti onshore, sfruttando vantaggi competitivi in termini di disponibilità di mezzi tecnologicamente avanzati e competenze distintive.

Saipem è un contrattista internazionale, con una forte presenza locale in aree strategiche per la produzione degli idrocarburi quali Africa Occidentale, Nord Africa, Medio Oriente e Sud Est Asiatico. Nel corso del 2015 Saipem ha acquisito nuovi ordini per complessivi €6.515 milioni. I più rilevanti riguardano:

- Il contratto di Engineering & Construction per conto di North Caspian Operating Company nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan, attraverso la costruzione di due condotte della lunghezza di 95 chilometri che collegheranno l'isola O nel Mar Caspio all'impianto a terra di Karabatan, in Kazakhstan;
- Il contratto per conto di Fermaca Pipeline El Encino, per il progetto EPC, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e supporto al commissioning di una stazione di compressione a El Encino, in Messico.

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
		10.062	17.971	6.515	{11.456}	{63,7}
Engineering & Construction Offshore		5.581	10.043	4.479	{5.564}	{55,4}
Engineering & Construction Onshore		2.193	6.354	1.386	{4.968}	{78,2}
Perforazioni mare		1.401	722	234	{488}	{67,6}
Perforazioni terra		887	852	416	{436}	{51,2}

Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2015 è di €15.846 milioni (€22.147 milioni al 31 dicembre 2014). L'ammontare sconta gli effetti della cancellazione del portafoglio ordini residuo del contratto South Stream per €1.232 milioni, a seguito di notifica della

termination per convenienza pervenuta l'8 luglio 2015.

I risultati economici di Saipem per l'esercizio 2015 sono illustrati nella sezione dedicata del "Commento ai risultati economico-finanziari", pag. 83.

Portafoglio ordini	(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	Var. ass.	Var. %
		17.065	22.147	15.846	{6.301}	{28,5}
Engineering & Construction Offshore		8.320	11.161	7.518	{3.643}	{32,6}
Engineering & Construction Onshore		4.114	6.703	5.301	{1.402}	{20,9}
Perforazioni mare		3.390	2.920	2.010	{910}	{31,2}
Perforazioni terra		1.241	1.363	1.017	{346}	{25,4}

Versalis

Per il settore chimico operato dalla società interamente controllata Versalis SpA, al 31 dicembre 2015, è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Conseguentemente anche per Versalis, come

per Saipem le attività, le passività, i costi ed i ricavi ed i flussi finanziari sono stati rappresentati fra le discontinued operations. Inoltre come previsto dall'IFRS5 il valore del net asset in vista Eni del business chimico è stato valutato al minore tra il valore di libro e il fair value coerente con la transazione in corso di definizione.

[1] La Management System Guideline "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni il 18 novembre 2010 e modificata dallo stesso il 19 gennaio 2012. Il documento è disponibile sul sito internet eni.com, nella sezione "Governance - Parti correlate".

81607/427

Notizie sulla società oggetto di cessione

Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di tecnologie proprietarie, impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 17 Paesi.

Il portafoglio dei brevetti e delle tecnologie proprietarie di Versalis si estende su tutto il campo dei prodotti base e dei polimeri: fenolo e derivati, polietilene, stirenici ed elastomeri, nonché catalizzatori e prodotti chimici speciali.

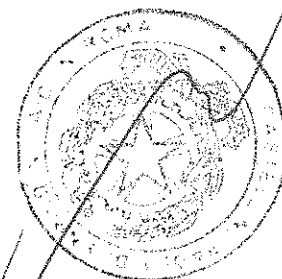
Versalis, come produttore di intermedi, di tutti i tipi di polietilene, di un'ampia gamma di elastomeri/lattici e di tutta la linea dei prodotti stirenici, continua a sviluppare le sue tecnologie proprietarie con l'esperienza diretta, maturata nei propri centri di ricerca e di sviluppo e presso gli impianti produttivi. Questo tipo di approccio ha permesso di ottimizzare la progettazione delle singole apparecchiature e degli impianti, delle prestazioni di questi, dei catalizzatori proprietari e dei prodotti, conseguendo risultati di eccellenza in tutte le tecnologie delle aree di business della società per poter competere nel mercato mondiale. Rivestono un ruolo chiave i catalizzatori proprietari più innovativi, in particolare quelli a base di ze-

oliti, disponibili a livello mondiale, sviluppati da Versalis come "elementi fondamentali" di alcune delle sue più avanzate tecnologie licenziabili. Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità del business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.

Nel corso del 2015 le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.700 mila tonnellate sono aumentate di 417 mila tonnellate rispetto al periodo di confronto per effetto della ripresa della domanda.

I risultati economici di Versalis per l'esercizio 2015 sono illustrati nella sezione dedicata del "Commento ai risultati economico-finanziari", pag. 84.

	(migliaia di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Intermedi		3.462	2.972	3.334	362	12,2
Polimeri		2.355	2.311	2.366	55	2,4
Produzioni		5.817	5.283	5.700	417	7,9



Ne

Commento ai risultati economico-finanziari

81607/428

I risultati economici, i dati patrimoniali e finanziari dell'esercizio 2015 sono rappresentati, oltretutto complessivamente, distinguendo le continuing operations dalle discontinued operations rilevando queste ultime secondo i criteri di cui all'IFRS 5.

Nelle discontinued operations sono rappresentati:

- Il settore Ingegneria & Costruzioni gestito da Saipem SpA. Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. Conseguentemente con effetto per l'intero esercizio i costi, i ricavi ed i flussi finanziari di Saipem sono stati riclassificati fra le discontinued operations e le attività e le passività classificate come possedute per la vendita. Inoltre come previsto dall'IFRS 5 il net asset di Saipem in vista Eni è stato valutato al minore tra il valore di libro e il fair value rappresentato dalla quotazione di borsa al 31 dicembre.
- Il settore chimico operato dalla società interamente controllata Versalis SpA relativamente alla quale al 31 dicembre 2015 è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Conseguentemente anche per Versalis, come per Saipem, i costi ed i ricavi ed i flussi finanziari sono stati rappresentati fra le discontinued operations e le attività e le passività classificate come possedute per la vendita. Inoltre come previsto dall'IFRS 5 il valore del net asset in vista Eni del business chimico è stato valutato al minore tra il valore

di libro e il fair value coerente con la transazione in corso di definizione.

Conseguentemente in questa Relazione finanziaria annuale l'illustrazione dei risultati riguarda prevalentemente quelli delle continuing operations. A questo proposito tuttavia va tenuto presente che la rilevazione separata delle discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS 5 si riferisce solo ai rapporti verso terzi lasciando in essere l'elisione dei rapporti infragruppo. In tal modo si determina una distorsione nella separazione dei valori tra continuing e discontinued operations che a livello economico determina una ingiustificata penalizzazione dell'una o dell'altra tanto più rilevante quanto maggiori sono i rapporti economici infragruppo dei settori discontinuati.

In particolare la rilevazione di I&C secondo i criteri di cui all'IFRS 5 avvantaggia le continuing operations che in tal modo beneficiano dell'elisione dei costi netti nei confronti di Saipem soprattutto per le commesse intercompany di manutenzione e realizzazione di beni d'investimento (impianti e altre infrastrutture), al contrario la rilevazione della chimica secondo gli stessi criteri penalizza le continuing operations per effetto dell'elisione dei ricavi netti soprattutto per le forniture dei feedstock petroliferi e altre utilities di stabilimento da parte delle società del Gruppo, in particolare del settore Refining & Marketing.

Al fine di rimuovere tali distorsioni sono state elaborate misure di performance non previste dagli IFRS che escludono del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi il contributo di Saipem e Versalis alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento dei predetti settori e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone e flusso di cassa operativa standalone¹.

(1) Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Non-GAAP measures") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. In considerazione del trattamento contabile di I&C e Chimica come discontinued operations in base alla IFRS 5, il management ha introdotto ulteriori Non-GAAP measure per valutare la performance delle continuing operations. Tali misure sono l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted su base standalone che ripristinano nei risultati delle continuing operations le transazioni intercompany verso le discontinued operations in modo da ottenere una rappresentazione dei risultati delle continuing operations come se le discontinued operations fossero state deconsolidate. Un'analoga misura alternativa di performance è stata elaborata per il flusso di cassa da attività operativa delle continuing operations (flusso di cassa da attività operativa su base standalone).

NE

Conto economico

81607/429

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
98.547	Ricavi della gestione caratteristica	93.187	67.240	(25.447)	(27,3)
1.117	Altri ricavi e proventi	1.039	1.205	166	16,0
(80.765)	Costi operativi	(76.639)	(56.761)	19.878	25,9
(71)	Altri proventi e oneri operativi	145	(485)	(630)	..
(10.961)	Ammortamenti e svalutazioni	(10.147)	(14.480)	(4.333)	(42,7)
7.867	Utile (perdita) operativo	7.585	(2.781)	(10.366)	..
(999)	Proventi (oneri) finanziari	(1.181)	(1.323)	(142)	(12,0)
6.083	Proventi netti su partecipazioni	469	124	(345)	(73,6)
12.951	Utile (perdita) prima delle imposte	6.873	(3.980)	(10.853)	..
(9.055)	Imposte sul reddito	(6.681)	(3.147)	3.534	52,9
69,9	Tax rate (%)	97,2	..	..	..
3.896	Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.127)	(7.319)	..
1.063	Utile (perdita) netto - discontinued operations	658	(2.251)	(2.909)	..
4.959	Utile (perdita) netto	850	(9.378)	(10.228)	..
di competenza:					
5.160	Eni:	1.291	(8.783)	(10.074)	..
3.472	- continuing operations	101	(7.680)	(7.781)	..
1.688	- discontinued operations	1.190	(1.103)	(2.293)	..
(201)	Interessenze di terzi:	(441)	(595)	(154)	34,9
424	- continuing operations	91	553	462	..
(625)	- discontinued operations	(532)	(1.148)	(616)	..

Utile netto

Nel 2015 Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €7.680 milioni con un sensibile peggioramento rispetto all'esercizio precedente (che chiudeva in sostanziale pareggio) a causa della debolezza strutturale del mercato petrolifero che ha eroso la redditività operativa e il valore degli asset di Eni.

La gestione industriale ha registrato una perdita di €2.781 milioni dovuta alla contrazione dei ricavi di E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-47%), all'allineamento alle quotazioni correnti del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi, nonché a causa della rilevazione di significative svalutazioni delle proprietà Oil & Gas (€4.502 milioni) che riflettono la revisione dello scenario prezzi degli idrocarburi da parte del management con l'adozione di un riferimento Brent di lungo termine a \$65 al barile rispetto al valore di \$90 al barile nelle valutazioni del bilancio 2014. Inoltre sulla perdita operativa ha inciso la revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relativi a precedenti esercizi del business retail Gas & Power per €484 milioni e l'iscrizione di un fondo su tali crediti per €226 milioni.

Per attenuare l'effetto negativo dello scenario sulla redditività e sulla generazione di cassa, il management ha implementato azioni incisive di contenimento dei costi operativi dell'upstream, taglio degli investimenti grazie alla maggiore selettività nelle decisioni di spesa, alla rifasatura/rimodulazione dei grandi progetti di sviluppo e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni strumentali e degli altri servizi di giacimento facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo. I tagli sugli investimenti non hanno penalizzato la performance produttiva

che ha registrato una crescita del 10% a 1.760 mila boe/giorno nell'anno, il plateau più elevato su base annua dal 2010. La gestione industriale di R&M è tornata in utile grazie alle ristrutturazioni impiantistiche e allo scenario margini più favorevole; G&P al netto degli oneri straordinari rappresentati dall'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale ha chiuso in sostanziale pareggio, nonostante lo slittamento dei proventi attesi da alcune rinegoziazioni dei contratti long-term. Infine i costi generali e amministrativi sono stati ridotti di €0,6 miliardi.

Sulla perdita netta ha inciso in misura importante l'incremento del tax rate che riflette l'impatto dello scenario in E&P che concentra gli utili ante imposte positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, determina la maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario e limita la capacità di iscrivere attività per imposte anticipate sulle perdite gestionali (€1.058 milioni). Inoltre è stata registrata la rettifica delle attività per imposte anticipate in Italia di €885 milioni dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e alla riduzione dell'aliquota sul reddito delle società dal 27,5% al 24% considerata sostanzialmente in vigore alla reporting date.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €8.783 milioni nell'esercizio. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations dovuta principalmente alle svalutazioni rilevate per allineare i net assets dei due disposal group Saipem e Versalis ai rispettivi fair value costituiti, per Saipem, dal prezzo di borsa alla reporting date del 31

ne

81607/030

dicembre 2015, e per Versalis, dalla prevedibile valorizzazione del business nell'accordo industriale in corso di definizione con un impatto complessivo di €1.969, milioni privi di effetti fiscali. Le discontinued operations comprendono inoltre il fair value positivo relativo alla quota di partecipazione in Saipem oggetto di cessione a FSI, dato dalla differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,39 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem alla chiusura (€7,49 per azione), per un provento netto di €49 milioni.

Il 22 gennaio 2016, data di classificazione della partecipazione mantenuta in Saipem fra le controllate congiunte (joint venture), il relativo valore di libro è stato adeguato al prezzo di borsa corrente di €4,2 per azione rilevando una ulteriore svalutazione di €441 milioni rispetto alla valutazione di fine 2015. Successivamente, nel mese di febbraio 2016, i valori di borsa si sono ulteriormente depressi. Tali sviluppi non rappresentano ai sensi dello IAS 10 adjusting events della valutazione di Saipem fatta nel reporting 2015 sulla base della valutazione di borsa alla chiusura dell'esercizio.

Risultati adjusted

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
11.280	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
1.856	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	995	309		
13.136	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	11.442	4.104	(7.338)	(64,1)
3.472	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	101	(7.680)	(7.781)	..
291	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	890	561		
(1.264)	Esclusione special item	1.209	6.421		
2.499	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	2.200	(698)	(2.898)	..
1.355	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	1.654	1.032		
3.854	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	3.854	334	(3.520)	(91,3)
63,2	Tax rate (%)	65,3	93,0		

L'utile operativo adjusted delle continuing operations su base standalone è stato di €4.104 milioni con una riduzione di €7.338 milioni rispetto all'esercizio precedente, pari al 64,1%, attribuibile principalmente all'upstream (-€7.443 milioni, -64,4%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi; mentre i minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti gas hanno pesato per -€0,7 miliardi.

L'utile netto adjusted delle continuing operations di competenza degli azionisti Eni su base standalone di €334 milioni è diminuito di €3.520 milioni, dopo aver escluso la perdita di magazzino di €561 milioni, gli special item costituiti da oneri netti di €6.421 milioni e il ripristino delle elisioni intercompany di €1.032 milioni, con una rettifica complessiva positiva di +€8.014 milioni. Il peggioramento rispetto al 2014 (-91,3%) riflette la contrazione dell'utile operativo adjusted e il tax rate in aumento di circa 28 punti percentuali al 93% per effetto dell'incremento registrato in E&P a causa: i) della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e ii) della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario. Rettificando l'effetto della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzati in E&P, prospetticamente inferiore per effetto dei minori ammortamenti conseguenti alle svalutazioni di asset determinate dallo scenario e rideterminando l'utile operativo

adjusted sulla base del successful effort method, al netto dei costi relativi ai progetti cancellati, il tax rate adjusted consolidato si ridetermina nel 2015 e nel 2014 rispettivamente nel 79% e nel 63%.

Gli special item dell'utile operativo delle continuing operations sono rappresentati da oneri netti di €5.762 milioni relativi principalmente a:

- svalutazioni di €4.826 milioni relative principalmente al settore E&P che riflettono l'impatto sui valori recuperabili delle proprietà Oil & Gas della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola). Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e alle centrali power nell'ambito del settore Gas & Power a causa del debole scenario dei margini sull'energia elettrica;
- oneri netti del settore G&P relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi del settore Retail e a stanziamenti a fondo per gli stessi crediti per fatture da emettere (€130 milioni relativi al gas e €96 milioni all'energia elettrica);

7/16

81607/431

- (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €164 milioni);
- (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€204 milioni) e per incentivazione all'esodo (€27 milioni).

Gli **special item non operativi** si riferiscono principalmente alle imposte sul reddito e comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, la rettifica delle attività per imposte anticipate (€851 milioni) relative alla gestione italiana, valutate non

più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia nonché per effetto della revisione dell'aliquota d'imposta statutory. Analoghe rettifiche negative della fiscalità differita sono state rilevate al di fuori dell'Italia nel settore E&P per €860 milioni. Tali effetti sono stati in parte compensati dal provento relativo al reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

L'analisi dell'**utile netto adjusted da continuing operations** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
5.950	Exploration & Production	4.423	752	{3.671}	{83,0}
{239}	Gas & Power	86	{168}	{254}	..
{246}	Refining & Marketing	{41}	282	323	..
{689}	Corporate e altre attività	{852}	{663}	189	22,2
{1.854}	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	{873}	{296}	577	..
2.922	Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations	2.743	{93}	{2.836}	..
<i>di competenza:</i>					
423	- interessenze di terzi	543	605	62	11,4
2.499	- azionisti Eni	2.200	{698}	{2.898}	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla continua debolezza del prezzo di riferimento del Brent (-47% rispetto al 2014) a causa dell'eccesso di offerta. I prezzi del gas di produzione sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di riferimento (USA ed Europa).

Il margine indicatore di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni, ha più che raddoppiato per effetto principalmente del calo della quotazione del marker Brent e per il rafforzamento relativo delle quotazioni della benzina. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria

di raffinazione europea connessi alla scarsa dinamica della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti.

Il mercato del gas continua ad essere caratterizzato da una crescita debole della domanda e di forte pressione competitiva. La competizione sul pricing ha continuato ad essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita.

I risultati dell'esercizio hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-16,5%).

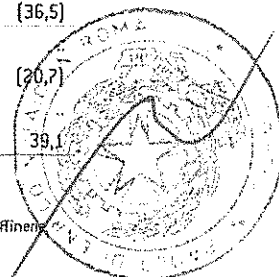
2013		2014	2015	Var. %
108,66	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	98,99	52,46	{47,0}
1,328	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,329	1,110	{16,5}
81,82	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	74,48	42,26	{36,5}
2,43	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,21	8,32	
10,63	Prezzo gas NBPL ^(d)	8,22	6,52	{20,7}
0,22	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,21	{0,02}	
0,27	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,23	0,32	39,1

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.



De

81607/432

Analisi delle voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
31.264	Exploration & Production	28.488	21.436	(7.052)	(24,8)
79.619	Gas & Power	73.434	52.096	(21.338)	(29,1)
27.201	Refining & Marketing	24.330	18.458	(5.872)	(24,1)
1.496	Corporate e altre attività	1.429	1.468	39	2,7
18	Effetto eliminazione utili interni	54		(54)	
(41.051)	Elisioni di consolidamento	(34.548)	(25.718)	8.830	
98.547		93.187	67.740	(25.447)	(27,3)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2015 (€67.740 milioni) sono diminuiti di €25.447 milioni rispetto al 2014 (-27,3%) a causa della debolezza dei prezzi delle commodity energetiche, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto cambio e dal contributo complessivamente positivo dei volumi (produzioni di idrocarburi, lavorazioni delle raffinerie e vendite di gas, mentre sono diminuite le vendite di carburanti rete).

I ricavi del settore Exploration & Production (€21.436 milioni) sono diminuiti di €7.052 milioni (-24,8%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-47,8% e -33,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-47%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti, parzialmente compensati dall'incremento delle produzioni vendute.

I ricavi del settore Gas & Power (€52.096 milioni) sono diminuiti di €21.338 milioni (-29,1%) per effetto della riduzione dei prezzi di olio e prodotti petroliferi, del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda, la pressione competitiva e l'allineamento dei prezzi delle forniture di breve termine alle quotazioni spot continentali, nonché le minori vendite nei mercati target europei (-7,2%), parzialmente compensate dai maggiori volumi venduti in Italia (+12,9%). I ricavi del business retail G&P sono stati influenzati dalla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relativi a precedenti esercizi.

I ricavi del settore Refining & Marketing (€18.458 milioni) sono diminuiti di €5.872 milioni (-24,1%) per effetto della discesa delle quotazioni di riferimento.

Costi operativi

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
78.108	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	74.067	53.983	(20.084)	(27,1)
474	di cui: - altri special item	119	427		
2.657	Costo lavoro	2.572	2.778	206	8,0
245	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	4	38		
80.765		76.639	56.761	(19.878)	(25,9)

I costi operativi sostenuti nel 2015 (€56.761 milioni) sono diminuiti di €19.878 milioni rispetto al 2014, pari al 25,9%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€53.983 milioni) sono diminuiti del 27,1% (-€20.084 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere), in parte compensata dall'effetto cambio. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di €427 milioni (€119 milioni nel 2014) relativi ad accantonamenti per rischi ambientali, dispute contrattuali, fondi per contenziosi tribu-

tari diversi dalle imposte sul reddito nonché stanziamenti a fondo per i crediti per fatture da emettere del business retail G&P (€226 milioni, di cui 130 milioni relativi al gas e 96 milioni all'energia elettrica).

Il costo lavoro (€2.778 milioni) è aumentato di €206 milioni rispetto al 2014 (+8%), per effetto principalmente del deprezzamento dell'euro rispetto alle principali valute e di minori capitalizzazioni. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dal decremento dell'occupazione media.

Me

81607/633

Ammortamenti e svalutazioni

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
7.810	Exploration & Production	8.473	8.902	429	5,1
413	Gas & Power	335	363	28	8,4
345	Refining & Marketing	282	346	64	22,7
62	Corporate e altre attività	70	71	1	1,4
(25)	Effetto eliminazione utili interni	(26)	(28)	(2)	
8.605	Totale ammortamenti	9.134	9.654	520	5,7
2.356	Svalutazioni	1.013	4.826	3.813	..
10.961		10.147	14.480	4.333	42,7

Gli ammortamenti (€9.654 milioni) sono aumentati di €520 milioni (+5,7%) rispetto al 2014 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto dell'apprezzamento del dollaro che ha pesato per €1.038 milioni e dell'aumento delle produzioni, parzialmente compensati dai minori costi di ricerca esplorativa.

Le svalutazioni (€4.826 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P e riflettono l'impatto sui valori recuperabili delle proprietà Oil & Gas della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati

registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola). Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e alle centrali power nell'ambito del settore Gas & Power a causa del debole scenario dei margini sull'energia elettrica.

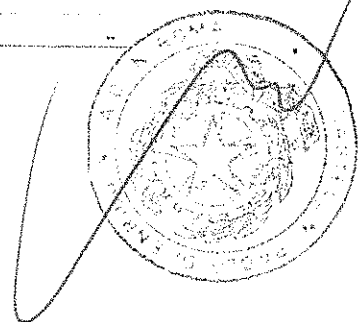
L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
19	Exploration & Production	690	4.502	3.812	..
1.685	Gas & Power	25	152	127	..
633	Refining & Marketing	284	152	(132)	(46,5)
19	Corporate e altre attività	14	20	6	42,9
2.356		1.013	4.826	3.813	..

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo delle continuing operations per settore di attività.

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
14.868	Exploration & Production	10.766	(144)	(10.910)	..
(2.923)	Gas & Power	64	(1.258)	(1.322)	..
(1.534)	Refining & Marketing	(2.107)	(552)	1.555	73,8
(736)	Corporate e altre attività	(518)	(497)	21	4,1
(1.808)	Effetto eliminazione utili interni	(620)	(330)	290	
7.867	Utile (perdita) operativo	7.585	(2.781)	(10.366)	..



Ne

81607/436

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
7.867	Utile (perdita) operativo - continuing operations	7.585	(2.781)	(10.366)	..
503	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.290	814		
2.910	Esclusione special item	1.572	5.762		
11.280	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
Dettaglio per settore di attività:					
14.643	Exploration & Production	11.551	4.108	(7.443)	(64,4)
(622)	Gas & Power	168	(126)	(294)	..
(472)	Refining & Marketing	(65)	387	452	..
(542)	Corporate e altre attività	(443)	(369)	74	(16,7)
(1.727)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(764)	(205)	559	
11.280		10.447	3.795	(6.652)	(63,7)

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
11.280	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
1.856	Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations	995	309		
13.136	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	11.442	4.104	(7.338)	(64,1)

L'utile operativo adjusted delle continuing operations su base standalone è stato di €4.104 milioni, con una riduzione del 64,1% rispetto all'esercizio precedente (-€7.338 milioni) attribuibile principalmente all'upstream (-€7.443 milioni, -64,4%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi, mentre i minori benefici una tantum

delle rinegozziazioni dei contratti gas hanno pesato per -€0,7 miliardi.

L'utile operativo adjusted esclude la perdita di magazzino di €814 milioni, special item costituiti da oneri netti per un totale di €5.762 milioni, nonché il ripristino delle elisioni degli utili sulle transazioni intercompany verso le discontinued operations per l'ammontare di €309 milioni.

Proventi (oneri) finanziari netti

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
(808)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(802)	(814)	(12)
(887)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(871)	(838)	33
39	- Interessi attivi verso banche	19	19	(17)
4	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	24	3	
36	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	26	2	(24)
(92)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	165	160	(5)
(91)	- Strumenti finanziari derivati su valute	51	96	45
40	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	46	31	(15)
(41)	- Opzioni	68	33	(35)
24	Differenze di cambio	(408)	(351)	57
(289)	Altri proventi (oneri) finanziari	(293)	(477)	(184)
61	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	74	109	35
(240)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(292)	(291)	1
(110)	- Altri proventi (oneri) finanziari	(75)	(295)	(220)
(1.165)		(1.338)	(1.482)	(144)
166	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	157	159	2
(999)		(1.181)	(1.323)	(142)

81607/435

Gli **oneri finanziari netti** di €1.323 milioni aumentano di €142 milioni rispetto al 2014. I maggiori proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+€45 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39, sono stati più che compensati dall'effetto negativo della svalutazione di crediti finanziari strumentali all'attività operativa relativi a un progetto

nigeriano in funzione della revisione dello scenario prezzi delle commodity. Le opzioni di €33 milioni riguardano il fair value positivo delle opzioni implicite del bond convertibile in azioni Snam dovuto alla riduzione della passività outstanding a fine 2014 per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti su circa il 6% e all'approssimarsi della scadenza del diritto su circa il 2% ancora in mano Eni alla data di reporting.

Niger

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2015 è illustrata nella tabella seguente:

2015 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(447)	(2)		(3)	(452)
Dividendi	236		21	95	402
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	(47)	69	144	164
Altri proventi (oneri) netti	9	(49)	1	49	10
	(204)	(98)	141	285	124

Snam

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €124 milioni e riguardano:

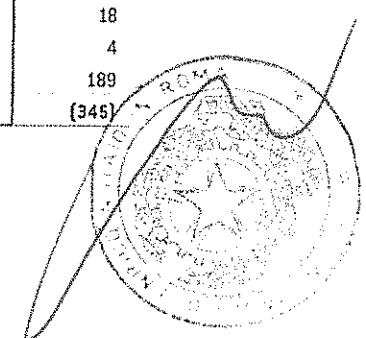
- (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€402 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€222 milioni) e Snam SpA (€72 milioni);
- (ii) le plusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€164 milioni) relative principalmente alla (i) plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam; (ii) agli asset della raffinazione nell'Europa dell'Est (€70 milioni) e (iii) alla minusvalenza (€47 milioni) relativa alla cessione di asset minori del business Gas & Power in Argentina;
- (iii) gli altri proventi netti comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria

delle azioni Snam che residuano dopo l'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€49 milioni relativi al 2,22% in mano Eni alla data di chiusura).

Tali proventi sono stati parzialmente compensati dalle minusvalenze da impairment test registrate nei settori: (i) E&P relativa all'Angola LNG Ltd di €469 milioni, che comprende i costi di pre-produzione e i costi operativi legati all'avvio dell'impianto di liquefazione per effetto della revisione dello scenario delle commodity; (ii) G&P relativa alla partecipazione Unión Fenosa Gas SA per €49 milioni.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2013 (€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
220 Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	104	(452)	(556)
400 Dividendi	384	402	18
3.598 Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	160	164	4
1.865 Altri proventi (oneri) netti	(179)	10	189
6.083	469	124	(345)



Ne

87607/436

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
14.868	Utile (perdita) operativo	10.766	(144)	(10.910)	..
(225)	Esclusione special item:	785	4.252		
19	- svalutazioni di asset e altre attività	692	4.502		
(283)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(76)	(414)		
52	- oneri per incentivazione all'esodo	24	15		
7	- accantonamenti a fondo rischi	(5)			
(2)	- derivati su commodity	(28)	12		
(2)	- differenze e derivati su cambi	6	(59)		
(16)	- altro	172	196		
14.643	Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	4.108	(7.443)	(64,4)
(264)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(287)	(286)	1	
367	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	323	253	(70)	
(8.796)	Imposte sul reddito ^(a)	(7.164)	(3.323)	3.841	
59,7	Tax rate (%)	61,8	81,5	19,7	
5.950	Utile (perdita) netto adjusted	4.423	752	(3.671)	(83,0)
	I risultati includono:				
7.829	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	9.163	13.404	4.241	46,3
1.736	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.589	955	(634)	(39,9)
1.373	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.221	701	(520)	(42,6)
363	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	368	254	(114)	(31,0)
	Prezzi medi di realizzo				
99,44	Petrolio ^(b) (\$/barile)	88,71	46,30	(42,41)	(47,8)
256,57	Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi)	242,80	160,78	(82,02)	(33,8)
71,87	Idrocarburi (\$/boe)	65,49	36,47	(29,02)	(44,3)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel 2015, il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.108 milioni con una riduzione di €7.443 milioni rispetto al 2014, pari al 64,4%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-47,8% e -33,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-47%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori costi per attività esplorativa.

Nell'anno è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €4.252 milioni relativa principalmente: (i) alla svalutazione di proprietà Oil & Gas (€4.502 milioni) che riflettono l'impatto sui valori recuperabili della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola); (ii) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del

gas (oneri di €12 milioni); (iii) alle plusvalenze nette sulle cessioni di asset non strategici (€414 milioni), principalmente in Nigeria.

L'utile netto adjusted di €752 milioni è diminuito di €3.671 milioni rispetto al 2014, pari all'83%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate (81,5%) a causa: i) della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e ii) della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario. Rettificando l'effetto della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili, prospetticamente inferiore per effetto dei minori ammortamenti conseguenti alle svalutazioni di asset determinate dallo scenario e rideterminando l'utile operativo adjusted sulla base del successful effort method, al netto dei costi relativi ai progetti cancellati, il tax rate adjusted nel 2015 e nel 2014 si ridetermina rispettivamente nel 70% e nel 60%. Nel 2015 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo di E&P prima delle variazioni del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 34%, leggermente inferiore rispetto al 2014.

(2) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

N6

81607/437

Gas & Power

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
(2.923)	Utile (perdita) operativo	64	(1.258)	(1.322)	..
192	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(119)	132		
2.109	Esclusione special item:	223	1.000		
1.685	- svalutazioni	25	152		
292	- accantonamento a fondo rischi:	(42)	226		
	- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail		226		
1	- plusvalenze nette su cessione di asset				
(1)	- oneri ambientali				
10	- oneri per incentivazione all'esodo	9	6		
317	- derivati su commodity	(38)	90		
(218)	- differenze e derivati su cambi	205	(9)		
23	- altro	64	535		
	- di cui revisione stima crediti per fatture da emettere		484		
(622)	Utile (perdita) operativo adjusted	168	(126)	(294)	..
14	Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]	7	11	4	
70	Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]	49	(2)	(51)	
299	Imposte sul reddito ^[a]	(138)	(51)	87	
..	Tax rate (%)	61,6	..		
(239)	Utile (perdita) netto adjusted	86	(168)	(254)	..

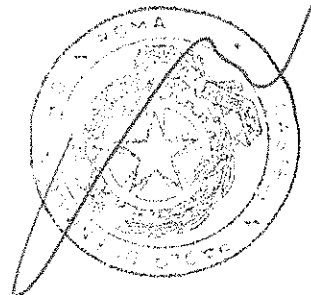
[a] Escludono gli special item.

Nel 2015 il settore ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €126 milioni con un peggioramento di €294 milioni rispetto all'utile di €168 milioni del 2014. La variazione riflette i maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel 2014 oltre che l'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel 2015.

La perdita operativa adjusted è ottenuta con una rettifica positiva di €1.000 milioni dovuta a (i) oneri relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni per il gas; €138 milioni per le vendite di energia elettrica) relative a precedenti esercizi del settore retail e a stanziamenti a fondo rischi su crediti per le stesse fatture da emettere (€130 milioni per il gas, €96 milioni per l'energia elettrica). La stima delle

vendite nel settore retail avviene sulla base dei dati comunicati dai gestori delle reti nazionali e locali cui altresì compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di rettifiche e conseguenti conguagli fino al quinto anno successivo. Le predette rettifiche corrispondono a circa il 2% dei ricavi di riferimento; (ii) oneri da componente valutativa dei derivati su commodity (€90 milioni); (iii) svalutazioni delle centrali power a seguito della proiezione di minori margini sulle vendite di energia elettrica e di altri asset minori (€152 milioni).

Il settore ha chiuso l'esercizio con la **perdita netta adjusted** di €168 milioni con una flessione di €254 milioni rispetto all'utile di €86 milioni conseguito nel 2014 a seguito del peggioramento gestionale e dei minori risultati delle partecipate valutate all'equity.



De

Commento ai risultati e altre informazioni

81607/438

Refining & Marketing

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
(1.534)	Utile (perdita) operativo	(2.107)	(552)	1.555	73,8
220	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.576	555		
842	Esclusione special item:	466	384		
93	- oneri ambientali	111	116		
633	- svalutazioni	284	152		
(9)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)	(5)		
	- accantonamenti a fondo rischi		7		
91	- oneri per incentivazione all'esodo	(4)	5		
1	- derivati su commodity	38	72		
30	- differenze e derivati su cambi	14			
3	- altro	25	37		
(472)	Utile (perdita) operativo adjusted	(65)	387	452	..
(6)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(9)	(12)	(3)	
56	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	67	72	5	
176	Imposte sul reddito ^(a)	(34)	(165)	(131)	
..	Tax rate (%)	..	36,9		
(246)	Utile (perdita) netto adjusted	(41)	282	323	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2015 il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €387 milioni che rappresenta un miglioramento di €452 milioni rispetto alla perdita di €65 milioni registrata nell'esercizio precedente. La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che hanno consentito di ridurre il margine di break-even della raffinazione a 5 \$/barile e di anticiparne al 2015 il pareggio economico previsto al 2017 nel Piano Strategico 2015-2018.

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted di €384 milioni si riferiscono alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€152 milioni), all'accantonamento di oneri ambientali (€116 milioni), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €72 milioni) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'utile netto adjusted di €282 milioni evidenzia una crescita di €323 milioni rispetto al 2014.

Corporate e altre attività

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
(736)	Utile (perdita) operativo	(518)	(497)	21	4,1
194	Esclusione special item:	75	128		
52	- oneri ambientali	41	88		
19	- svalutazioni	14	20		
(3)	- plusvalenze nette su cessione di asset	3	4		
31	- accantonamenti a fondo rischi	12	(10)		
92	- oneri per incentivazione all'esodo	(25)	1		
3	- altro	30	25		
(542)	Utile (perdita) operativo adjusted	(443)	(369)	74	16,7
(567)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(564)	(686)	(122)	
291	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(156)	285	441	
129	Imposte sul reddito ^(a)	311	107	(204)	
(689)	Utile (perdita) netto adjusted	(852)	(663)	189	22,2

(a) Escludono gli special item.

Ne

81607/639

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted standalone

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutaria delle società italiane. L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

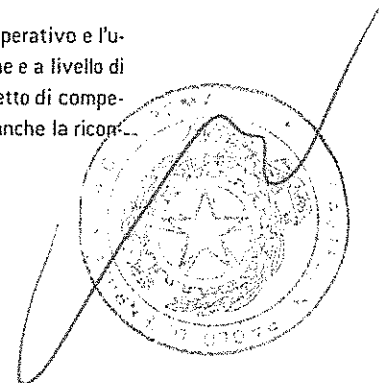
L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in

cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrescimento di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production). In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nel bilancio 2015, le misure di risultato adjusted al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS 5 escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi il contributo di Saipem e Versalis alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento dei predetti settori e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa operativa standalone.

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati in ottica standalone e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni delle continuing operations. È indicata anche la riconciliazione del flusso di cassa operativo.



Me

Commento ai risultati e altre informazioni

81607/440

2015

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standard
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	TOTALE		
Utile (perdita) operativo	(144)	(1.258)	(552)	(497)	(694)	(1.393)	(23)	(4.561)	2.087 (307)	1.780	(2.781)		(2.474)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	555			322	127	1.136	(322)	(322)	814		814
Esclusione special item:													
- oneri ambientali			116	88		21		225	(21)	(21)	204		204
- svalutazioni	4.502	152	152	20	590	1.376		6.792	(1.966)	(1.966)	4.826		4.826
- plusvalenze nette su cessione di asset	(414)		(5)	4	1	(3)		(417)	2	2	(415)		(415)
- accantonamenti a fondo rischi		226	7	(10)		(12)		211	12	12	223		223
- oneri per incentivazione all'esodo	15	6	5	1	12	3		42	(15)	(15)	27		27
- derivati su commodity	12	90	72		(6)	(4)		164	10 (10)		164		174
- differenze e derivati su cambi	(59)	(9)				5		(63)	(5)	8	(60)		(68)
- altro	196	535	37	25		(2)		786	7	7	793		793
Special item dell'utile (perdita) operativo	4.252	1.000	364	128	597	1.379		7.740	(1.976)	(2) (1.978)	5.762		5.764
Utile (perdita) operativo adjusted	4.108	(126)	387	(369)	(97)	308	104	4.315	(211) (309)	(520)	3.795	309	4.104
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(286)	11	(12)	(686)	(5)	10		(968)	(5)	18	(955)		(973)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	253	(2)	72	285	17	(3)		622	(14)	(14)	608		608
Imposte sul reddito ^(b)	(3.323)	(51)	(165)	107	(212)	(85)	(47)	(3.776)	297 (62)	235	(3.541)		(3.479)
Tax rate (%)	81,5	..	36,9	..	..	..	..	95,1			102,7		93,0
Utile (perdita) netto adjusted	752	(168)	282	(663)	(297)	230	57	193	67 (353)	(286)	(93)	353	260
di competenza:													
- interessenze di terzi								(243)		848	605	(679)	(74) ^(*)
- azionisti Eni								436		(1.134)	(698)	1.032	334
Utile netto di competenza azionisti Eni								(8.783)		1.103	(7.680)		(7.680)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								782		(221)	561		561
Esclusione special item								8.437		(2.016)	6.421		6.421
Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations													1.032
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								436		(1.134)	(698)		334

(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

(*) Non esprime interessenze di terzi, ma il ripristino di effetti fiscali già elisi.

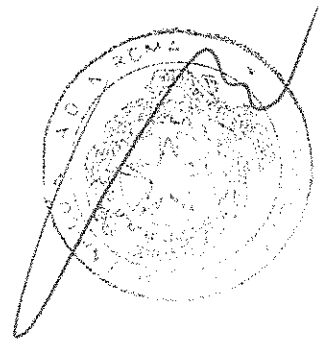
81607/461

2014

[€ milioni]								Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standard
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni Intragruppo	TOTALE		
Utile (perdita) operativo	10.766	64	(2.107)	(516)	18	(704)	398	7.917	686	(1.018)	(332)	7.595	8.603
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(119)	1.576				170	(167)	1.460	(170)		(170)	1.290	1.290
Esclusione special item:													
- oneri ambientali			111	41		27		179	(27)		(27)	152	152
- svalutazioni	692	25	284	14	420	96		1.531	(516)		(516)	1.015	1.015
- plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(2)	3	2	45		(28)	(47)		(47)	(75)	(75)
- accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)		12	25			(10)	(25)		(25)	(35)	(35)
- oneri per incentivazione all'esodo	24	9	(4)	(25)	5			9	(5)		(5)	4	4
- derivati su commodity	(28)	(38)	38		9	3		(16)	(12)	12	(16)	(28)	(28)
- differenze e derivati su cambi	6	205	14			4		229	(4)	11	7	236	225
- altro	172	64	25	30		12		303	(12)		(12)	291	291
Special item dell'utile (perdita) operativo	785	223	466	75	461	187		2.197	(648)	23	(625)	1.572	1.549
Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	168	(65)	(443)	479	(347)	231	11.574	(132)	(995)	(1.127)	10.447	11.442
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(287)	7	(9)	(564)	(6)	(3)		(862)	9	30	39	(823)	(853)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	323	49	67	(156)	21	(3)		301	(18)		(18)	283	283
Imposte sul reddito ^(b)	(7.164)	(138)	(34)	311	(185)	75	(79)	(7.214)	110	(60)	50	(7.164)	(7.104)
Tax rate (%)	61,8	61,6	-		37,4			65,5				72,3	65,3
Utile (perdita) netto adjusted	4.423	86	(41)	(852)	309	(278)	152	3.799	(31)	(1.025)	(1.056)	2.743	3.768
di competenza:													
- interessenze di terzi								92		451	543	(629)	(86)
- azionisti Eni								3.707		(1.507)	2.200	1.654	3.854
Utile netto di competenza azionisti Eni								1.291		(1.190)	101		101
Esclusione (utile) perdita di magazzino								1.008		(118)	890		890
Esclusione special item								1.408		(199)	1.209		1.209
Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations													1.654
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.707		(1.507)	2.200		3.854

(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.



D/ce

Commento ai risultati e altre informazioni

81607/442

2013

(€ milioni)							Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica ^(a)		GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	TOTALE		
Utile operativo	14.868	(2.923)	(1.534)	(736)	(98)	(727)	38	8.888	825 (1.846)	(1.021)	2.867		9.713
Esclusione (utile) perdita di magazzino		192	220			213	91	716	(213)	(213)	503		503
Esclusione special item:													
- oneri ambientali		(1)	93	52		61		205	(61)	(61)	144		144
- svalutazioni	19	1.685	633	19		44		2.400	(44)	(44)	2.356		2.356
- plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)	(3)	107			(187)	(107)	(107)	(294)		(294)
- accantonamenti a fondo rischi	7	292		31		4		334	(4)	(4)	330		330
- oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	92	2	23		270	(25)	(25)	245		245
- derivati su commodity	(2)	317	1		(1)			315	1	(1)	315		316
- differenze e derivati su cambi	(2)	(218)	30			(5)		(195)	5	(9)	(199)		(190)
- altro	(16)	23	3	3	(109)			(96)	109	109	13		13
Special item dell'utile (perdita) operativo	(225)	2.109	842	194	(1)	127		3.046	(126)	(10)	(136)		2.920
Utile (perdita) operativo adjusted	14.643	(622)	(472)	(542)	(99)	(387)	129	12.650	486 (1.856)	(1.370)	11.280	1.856	13.136
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(264)	14	(6)	(567)	(5)	(2)		(830)	7	16	(807)		(823)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	367	70	56	291	2			786	(2)	(2)	784		784
Imposte sul reddito ^(b)	(8.796)	299	176	129	(151)	51	(90)	(8.382)	100	(53)	(8.335)		(8.282)
Tax rate (%)	59,7	55,6	41,7					66,5			74,0		63,2
Utile (perdita) netto adjusted	5.950	(239)	(246)	(689)	(253)	(338)	39	4.224	591 (1.893)	(1.302)	2.922	1.893	4.815
di competenza:													
- interessenze di terzi								(206)		629	423	538	961
- azionisti Eni								4.430		(1.931)	2.499	1.355	3.854
Utile netto di competenza azionisti Eni								5.160		(1.688)	3.472		3.472
Esclusione (utile) perdita di magazzino								438		(147)	291		291
Esclusione special item								(1.168)		(96)	(1.264)		(1.264)
Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations													1.355
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.430		(1.931)	2.499		3.854

(a) Per effetto del piano di dismissione i risultati del settore chimico, in precedenza consolidati nella segment "R&M e Chimica", sono stati presentati separatamente e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
11.026	Flusso di cassa netto da attività operativa	15.110	11.903	(3.207)
1.894	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	1.948	722	(1.226)
9.132	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.162	11.181	(1.981)
1.686	Ripristino elisioni intercompany vs discontinued operations	1.225	1.008	
10.818	FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE	14.387	12.189	(2.198)

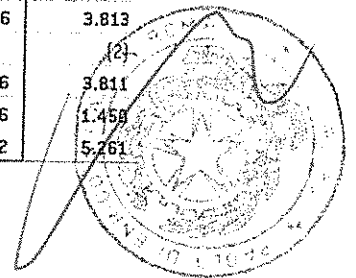
81607/443

Dettaglio degli special item (include le discontinued operations)

2013	(€ milioni)	2014	2015
3.046	Special item dell'utile (perdita) operativo	2.197	2.740
205	- oneri ambientali	179	225
2.400	- svalutazioni	1.531	6.792
(187)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(28)	(417)
334	- accantonamenti a fondo rischi	(10)	211
270	- oneri per incentivazione all'esodo	9	42
315	- derivati su commodity	(16)	164
(195)	- differenze e derivati su cambi	229	(63)
(96)	- altro	303	786
179	Oneri (proventi) finanziari	203	282
	di cui:		
195	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(229)	63
(5.299)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(189)	471
	di cui:		
(3.599)	plusvalenze da cessione	(159)	(33)
(1.682)	svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(38)	489
901	Imposte sul reddito	(270)	297
	di cui:		
954	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane	976	851
	- altri proventi netti di imposta	(824)	
490	- adeguamento fiscalità differite su PSA	69	
64	- svalutazione imposte differite upstream		860
(607)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(491)	(1.414)
(1.173)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	1.941	8.790
	di competenza:		
(5)	- interessenze di terzi	533	353
(1.168)	- azionisti Eni	1.408	8.437
	di cui:		
96	Totale special item discontinued operation	199	2.016
	svalutazioni per allineamento al FV		1.969
	derivato sulla cessione del 12,503% di Saipem SpA		49
96	altri special item netti	199	(2)

Dettaglio delle svalutazioni

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
2.235	Svalutazione asset materiali/immateriali	1.024	4.668	3.644
333	Svalutazione goodwill	51	161	110
(212)	Rivalutazioni	(62)	(3)	59
2.356	Sub totale	1.013	4.826	3.813
	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	2	(2)	
2.356	Svalutazioni continuing operations	1.015	4.826	3.811
44	Svalutazioni discontinued operations	516	1.966	1.450
2.400	Totale svalutazioni	1.531	6.792	5.261



Ne

81607/444

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di

individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato^[a]

(€ milioni)	31 dicembre 2014	31 dicembre 2015	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	71.962	63.795	(8.167)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	909	(672)
Attività immateriali	3.645	2.433	(1.212)
Partecipazioni	5.130	3.263	(1.867)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.861	2.026	165
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.971)	(1.276)	695
	82.208	71.150	(11.058)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.555	3.910	(3.645)
Crediti commerciali	19.709	12.022	(7.687)
Debiti commerciali	(15.015)	(9.345)	5.670
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.865)	(3.133)	(1.268)
Fondi per rischi e oneri	(15.898)	(15.266)	632
Altre attività (passività) d'esercizio	222	1.804	1.582
	(5.292)	(10.008)	(4.716)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.313)	(1.056)	257
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	291	10.446	10.155
CAPITALE INVESTITO NETTO	75.894	70.532	(5.362)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.754	51.753	(8.001)
Interessenze di terzi	2.455	1.916	(539)
Patrimonio netto	62.209	53.669	(8.540)
Indebitamento finanziario netto	13.685	16.863	3.178
COPERTURE	75.894	70.532	(5.362)

[a] Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2014 (cambio EUR/USD 1,089 al 31 dicembre 2015, contro 1,214 al 31 dicembre 2014, -10,3%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2015, un aumento del capitale investito netto di €4.670 milioni e del patrimonio netto di €4.534 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €136 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€71.150 milioni) è diminuito di €11.058 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto della riclassifica dei saldi iniziali degli asset dei settori operativi I&C e Chimica alla voce "Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili". Le altre variazioni dell'esercizio hanno riguardato gli ammortamenti e le svalutazioni (€14.480 milioni), in parte assorbiti dagli incrementi per il movimento dei cambi e gli investimenti tecnici (€10.775 milioni). La voce "Partecipazioni" è diminuita per effetto dello smobilizzo delle partecipazioni finanziarie Snam e Galp.

Il **capitale di esercizio netto** (-€10.008 milioni) è diminuito di €4.716

milioni oltre che per la riclassifica del capitale di esercizio di I&C e Chimica alle discontinued operations anche per effetto del decremento del saldo crediti/debiti commerciali nel settore G&P e della riduzione delle rimanenze di petrolio e gas il cui valore è stato allineato ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio e per ottimizzazione dei quantitativi in giacenza di prodotti e gas. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle altre attività nette in E&P dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture, in parte compensato dall'utilizzo del deferred cost relativo al gas prepagato ai fornitori long-term in esercizi precedenti nel settore G&P al netto del ritiro di gas prepagato da parte di long-term buyer. In aumento i debiti tributari e fondo imposte netto (+€1.268 milioni) per effetto della svalutazione delle attività per imposte anticipate delle imprese italiane (€885 milioni) ed estere del settore E&P (€1.058 milioni), nonché del rimborso/fattorizzazione di crediti fiscali in Italia (circa €900 milioni).

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€10.446 milioni) riguardano: i) Saipem e le sue controllate in forza della transazione annunciata nell'ottobre

81607/465

2015 relativa al contratto di compravendita avente a oggetto il 12,503% del capitale sociale Saipem in mano Eni al Fondo Strategico Italiano e al patto parasociale che realizzerà, al closing, il controllo congiunto dell'entità da parte dei due azionisti di riferimento; ii) il settore chimico che fa capo alla società Versalis (100% Eni), relativamente al quale al 31 dicembre 2015 è in corso di definizione un accordo con un partner

industriale che, acquisendo una quota di controllo di Versalis affianchi Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Il valore di libro del goodwill e delle attività non correnti dei due disposal group è stato allineato al fair value dei patrimoni netti sottostanti. La voce include inoltre asset non strategici del business Refining & Marketing e Gas & Power.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità

e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2014	31 dicembre 2015	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.891	27.776	1.885
Debiti finanziari a breve termine	6.575	8.383	1.808
Debiti finanziari a lungo termine	19.316	19.393	77
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.614)	(5.200)	1.414
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.028)	9
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(555)	(685)	(130)
Indebitamento finanziario netto	13.685	16.863	3.178
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.209	53.669	(8.540)
Leverage	0,22	0,31	0,09

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2015 è pari a €16.863 milioni ed evidenzia un incremento di €3.178 milioni.

€2.671 milioni] e €19.393 milioni a lungo termine.

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €27.776 milioni, di cui €8.383 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di

Il leverage – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,31 al 31 dicembre 2015 che si ridetermina in 0,22 assumendo gli effetti finanziari proforma dell'operazione Saipem alla data di bilancio.

Riconduzione utile complessivo

(€ milioni)	2014	2015
Utile (perdita) netto dell'esercizio	850	(9.378)
Componenti non riclassificabili a conto economico	(57)	15
Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti	(82)	36
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	3	
Effetto fiscale	22	(21)
Componente riclassificabili a conto economico	4.805	4.331
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	5.008	4.534
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(77)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(167)	(256)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	7	(4)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4	(9)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	30	66
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	4.748	4.346
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	5.598	(5.032)
di competenza:		
Azionisti Eni	5.996	(4.503)
- continuing operations	4.779	(3.454)
- discontinued operations	1.217	(1.049)
Interessenze di terzi	(398)	(529)
- continuing operations	94	554
- discontinued operations	(492)	(1.083)

Nce

Commento ai risultati e altre informazioni

816074646

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2014

		62.209
Utile (perdita) complessivo	(5.032)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(21)	
Versamento terzi azionisti	1	
Altre variazioni	(31)	
Totale variazioni		(8.540)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2015		53.669
di competenza:		
- azionisti Eni		51.753
- interessenze di terzi		1.916

Il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi (€53.669 milioni) è diminuito di €8.540 milioni per effetto della perdita complessiva di esercizio (€5.032 milioni) data dalla perdita di conto economico di €9.378 milioni parzialmente assorbita dalle differenze cambio da conversione positive dovute in

particolare alla traduzione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€4.534 milioni), nonché dalla distribuzione dei dividendi di €3.478 milioni (saldo dividendo 2014 e acconto dividendo Eni per l'esercizio 2015 di €3.457 milioni e dividendi agli azionisti di minoranza).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2014	2015	31.12.2014	31.12.2015
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.455	1.918	40.529	38.570
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(3.548)	(10.518)	22.913	15.599
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(16)	(58)	383	308
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(573)	(523)	(44)	374
- eliminazione di utili infragruppo	770	96	(1.604)	(1.219)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(238)	(270)	18	44
- altre rettifiche		(23)	14	(7)
	850	(9.378)	62.209	53.669
Interessenze di terzi	441	595	(2.455)	(1.916)
Come da bilancio consolidato	1.291	(8.783)	59.754	51.753

me

81607/667

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa rela-

tivi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Handwritten signature/initials.

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
3.896	Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.127)	(7.319)
	Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
8.917	- ammortamenti e altri componenti non monetari	10.919	15.521	4.602
(3.877)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(99)	(559)	(460)
9.203	- dividendi, interessi e imposte	6.822	3.259	(3.563)
121	Variazione del capitale di esercizio	2.148	4.450	2.302
(9.128)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.820)	(4.363)	2.457
9.132	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.162	11.181	(1.981)
1.894	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	1.948	722	(1.226)
11.026	Flusso di cassa netto da attività operativa	15.110	11.903	(3.207)
(11.584)	Investimenti tecnici - continuing operations	(11.264)	(10.775)	489
(1.216)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(976)	(781)	195
(12.800)	Investimenti tecnici	(12.240)	(11.556)	684
(317)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(408)	(228)	180
6.360	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.684	2.258	(1.426)
(243)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	435	(1.351)	(1.786)
4.026	Free cash flow	6.581	1.026	(5.555)
(3.981)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	(414)	(300)	114
1.715	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(628)	2.126	2.754
(4.225)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.434)	(3.477)	957
(40)	Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations	78	(789)	(867)
(2.505)	FLUSSO DI CASSA NETTO	1.183	(1.414)	(2.597)
10.818	FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE	14.387	12.189	(2.198)

Handwritten signature/initials.

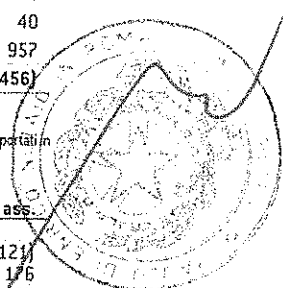
Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
4.026	Free cash flow	6.581	1.026	(5.555)
(21)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
(23)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		83	83
349	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(850)	(810)	40
(4.225)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.434)	(3.477)	957
106	VARIATIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.278	(3.178)	(4.456)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

(b) La voce include gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
(5.029)	Investimenti:			
(105)	- titoli	(19)	(140)	(121)
(5.134)	- crediti finanziari	(519)	(343)	176
		(538)	(483)	55
28	Disinvestimenti:			
1.125	- titoli	32	1	(31)
1.153	- crediti finanziari	92	182	90
		124	183	59
(3.981)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(414)	(300)	114



Handwritten signature/initials.

81607/uu8

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base standalone è stato di €12.189 milioni e subisce gli effetti dell'eliminazione dei flussi intercompany verso le discontinued operations. Gli incassi da dismissioni sono stati €2.258 milioni e hanno riguardato la partecipazione finanziaria in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti (€911 milioni), la partecipazione Galp (€658 milioni) e la cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production. Tali flussi hanno coperto la gran parte dei fabbisogni relativi al pagamento dei dividendi Eni (€3.457 milioni, di cui €1.440 milioni relativi all'acconto dividendo 2015) e agli investimenti tecnici (€10.775 milioni) ed alle altre variazioni dell'attività di investimento (€1.351 milioni). Considerando anche i flussi di cassa associati alle discontinued operations, ne deriva un incre-

mento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €3.178 milioni comprese le differenze negative di cambio e la riclassifica della cassa verso terzi di Saipem nelle discontinued operations che porta il dato consolidato a €16.863 milioni.

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base standalone (€12.189 milioni), garantendo l'autofinanziamento integrale degli investimenti tecnici ha evidenziato una performance eccellente (-15% nel confronto con l'esercizio 2014) nonostante l'impatto del calo del prezzo degli idrocarburi. Tale performance riflette le azioni di ottimizzazione del capitale circolante in particolare nei settori G&P, con il recupero del gas prepagato e altri benefici da rinegoziazione, R&M e nelle attività corporate. Gli effetti non ricorrenti del circolante hanno influito in positivo per circa €2,2 miliardi.

Investimenti tecnici

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
10.475	Exploration & Production	10.524	10.234	(290)	(2,8)
109	- acquisto di riserve proved e unproved				
1.669	- ricerca esplorativa	1.398	820		
8.580	- sviluppo	9.021	9.341		
117	- altro	105	73		
229	Gas & Power	172	154	(18)	(10,5)
672	Refining & Marketing	537	408	(129)	(24,0)
497	- refining	362	282		
175	- marketing	175	126		
211	Corporate e altre attività	113	64	(49)	..
(3)	Effetto eliminazione utili interni	(82)	(85)	(3)	
11.584	Investimenti tecnici - continuing operations	11.264	10.775	(489)	(4,3)
1.216	Investimenti tecnici - discontinued operations	976	781	(195)	(20,0)
12.800	Investimenti tecnici	12.240	11.556	(684)	(5,6)

Nel 2015 gli investimenti tecnici delle continuing operations di €10.775 milioni (€11.264 milioni nel 2014) hanno riguardato:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakhstan, Congo, Indonesia, Italia e Stati Uniti, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Egitto, Libia, Cipro, Gabon, Congo, Stati Uniti, Regno Unito ed Indonesia;

- l'attività di raffinazione (€282 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€126 milioni);
- iniziative di upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni).

Pne

81607/449

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Saipem – risultati transazioni con parti terze

	(€ milioni)	2014	2015
Totale ricavi		11.644	10.277
Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni		(12.731)	(12.199)
EBITDA		70	(714)
Utile (perdita) operativo		(1.087)	(1.922)
Oneri /proventi finanziari		116	60
Utile (perdita) ante imposte		(947)	(1.832)
Imposte sul reddito		(2)	(142)
Utile (perdita) netto		(949)	(1.974)
di cui:			
- azionisti Eni		(417)	(826)
- interessenze di terzi		(532)	(1.148)
Indebitamento finanziario netto		(185)	(428)
Flusso di cassa da attività operativa		273	(1.226)
Flusso di cassa da attività di investimento		(684)	(456)
Flusso di cassa da attività di finanziamento		126	(57)
Investimenti tecnici		694	561

Marsaf

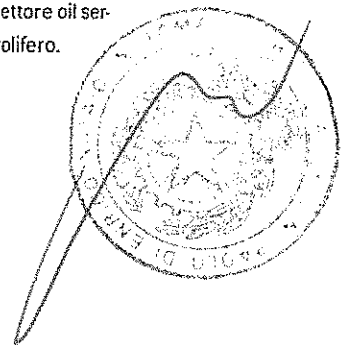
me

Saipem – risultati transazioni con parti terze e gruppo

	(€ milioni)	2014	2015
Totale ricavi		12.888	11.520
Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni		(12.870)	(12.214)
EBITDA		1.187	509
Utile (perdita) operativo		18	(694)
Utile (perdita) operativo adjusted		479	(97)
Oneri /proventi finanziari		(661)	(205)
Utile (perdita) ante imposte		(619)	(869)
Imposte sul reddito		(2)	(142)
Utile (perdita) netto		(621)	(1.011)
di cui:			
- azionisti Eni		(276)	(411)
- interessenze di terzi		(345)	(600)
Utile (perdita) netto adjusted		309	(297)
Indebitamento finanziario netto		4.424	5.390
Flusso di cassa da attività operativa		1.198	(506)
Flusso di cassa da attività di investimento		(699)	(395)
Flusso di cassa da attività di finanziamento		(214)	354
Investimenti tecnici		694	561

Nel 2015 l'EBITDA di Saipem è stato di €509 milioni in netto peggioramento rispetto al 2014 per effetto delle svalutazioni, registrate nella prima metà dell'anno, dei valori di libro del capitale d'esercizio

netto, essenzialmente rappresentato da lavori in corso e crediti, a causa del deterioramento del quadro competitivo del settore oil services determinato dal debole scenario del settore petrolifero.



Ne

Commento ai risultati e altre informazioni

81607/450

Chimica – risultati transazioni con parti terze

	(€ milioni)	2014	2015
Totale ricavi		5.078	4.603
Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni		(3.659)	(4.461)
Utile (perdita) operativo		1.419	142
Oneri/proventi finanziari			13
Utile (perdita) ante imposte		1.416	152
Imposte sul reddito		191	(429)
Utile (perdita) netto		1.607	(277)
Indebitamento finanziario netto			8
Flusso di cassa da attività operativa		1.675	1.948
Flusso di cassa da attività di investimento		(391)	(291)
Flusso di cassa da attività di finanziamento		6	7
Investimenti tecnici		282	220

Chimica – risultati transazioni con parti terze e gruppo

	(€ milioni)	2014	2015
Totale ricavi		5.413	4.834
Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni		(6.117)	(6.227)
Utile (perdita) operativo		(704)	(1.393)
Utile (perdita) operativo adjusted		(347)	308
Oneri/proventi finanziari		(30)	(16)
Utile (perdita) ante imposte		(737)	(1.412)
Imposte sul reddito		191	(429)
Utile (perdita) netto		(546)	(1.841)
Utile (perdita) netto adjusted		(278)	230
Indebitamento finanziario netto		2.535	1.450
Flusso di cassa da attività operativa		(474)	220
Flusso di cassa da attività di investimento		(387)	(277)
Flusso di cassa da attività di finanziamento		865	127
Investimenti tecnici		282	220

Su base standalone il settore chimico Eni ha conseguito nell'esercizio 2015 l'utile operativo adjusted di €308 milioni con un aumento di €655 milioni rispetto alla perdita operativa di €347 milioni del 2014. Tale risultato riflette le azioni di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto impiantistico, attraverso in particolare la chiusura/riconversione di siti in perdita strutturale e la fermata di

linee non competitive, che hanno consentito di sfruttare al meglio la ripresa dello scenario in particolare nella filiera etilene, polietilene e stirenici. Questi ultimi hanno beneficiato della temporanea carenza di offerta, fermate non programmate di impianti e della minore competitività delle importazioni a causa della svalutazione dell'euro.

na

81607/651

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2014			31 dicembre 2015	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			71.962		63.795
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.581		909
Attività immateriali			3.645		2.433
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			5.130		3.263
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11 e nota 20)		1.861		2.026
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.971)		(1.276)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 11)	86		33	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 22)	636		567	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(2.693)		(1.876)	
Totale Capitale immobilizzato			82.208		71.150
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			2.555		3.910
Crediti commerciali	(vedi nota 11)		19.709		12.022
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(15.015)		(9.345)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(1.865)		(3.133)
- passività per imposte sul reddito correnti		(534)		(422)	
- passività per altre imposte correnti		(1.873)		(1.442)	
- passività per imposte differite		(2.847)		(6.921)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 32)	(25)		(52)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 24)	(12)		(14)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 11)	1		2	
- attività per imposte sul reddito correnti		762		351	
- attività per altre imposte correnti		1.209		622	
- attività per imposte anticipate		5.231		4.349	
- altre attività per imposte	(vedi nota 22)	1.223		394	
Fondi per rischi e oneri			(15.898)		(15.266)
Altre attività (passività), composte da:			222		1.804
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)	244		282	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)	423		375	
- altri crediti	(vedi nota 11)	6.988		6.595	
- altre attività (correnti)		4.385		3.639	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 22)	914		796	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(5.983)		(3.380)	
- altre passività (correnti)		(4.489)		(4.703)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 32)	(2.260)		(1.800)	
Totale Capitale di esercizio netto			(5.292)		(10.008)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.313)		(1.056)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	(vedi nota 34)		291		10.446
composte da:					
- attività destinate alla vendita		456		17.516	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(165)		(7.070)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			75.894		70.532
Patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi			62.209		53.669
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.891		27.726
- passività finanziarie a lungo termine		19.316		19.393	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.859		2.671	
- passività finanziarie a breve termine		2.716		5.712	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(6.614)		(5.200)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 10)		(5.037)		(5.028)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)		(555)		(685)
Totale indebitamento finanziario netto^(a)			13.685		16.863
COBERTURE			75.894		70.532

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 28 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Commento ai risultati e altre informazioni

81607/452

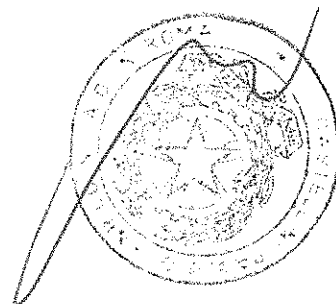
Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2014		2015	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto - continuing operations		192		(7.127)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		10.919		15.521
- ammortamenti	9.134		9.654	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.013		4.826	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(104)		452	
- altre variazioni	864		588	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	12		1	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(99)		(559)
Dividendi, interessi e imposte		6.822		3.259
- dividendi	(384)		(402)	
- interessi attivi	(162)		(153)	
- interessi passivi	687		667	
- imposte sul reddito	6.681		3.147	
Variazione del capitale di esercizio		2.148		4.450
- rimanenze	1.557		1.228	
- crediti commerciali	1.969		4.910	
- debiti commerciali	(1.520)		(2.248)	
- fondi per rischi e oneri	(218)		70	
- altre attività e passività	360		490	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(6.820)		(4.363)
- dividendi incassati	601		544	
- interessi incassati	107		79	
- interessi pagati	(857)		(692)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(6.671)		(4.294)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		13.162		11.181
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		1.948		722
Flusso di cassa netto da attività operativa		15.110		11.903
Investimenti tecnici		(12.240)		(11.556)
- attività materiali	(10.685)		(10.619)	
- attività immateriali	(1.555)		(937)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(408)		(228)
- partecipazioni	(372)		(228)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)			
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.684		2.258
- attività materiali	97		373	
- attività immateriali	8		86	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			73	
- partecipazioni	3.579		1.726	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		435		(1.351)
- investimenti finanziari: titoli	(77)		(201)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(1.289)		(1.103)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	669		(1.058)	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	538		483	
- disinvestimenti finanziari: titoli	57		18	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	506		533	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	155		160	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(124)		(183)	
Free cash flow		6.581		1.026

81607/453

segue Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2014		2015	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale				
Free cash flow		6.581		1.026
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(414)		(300)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(538)		(483)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	124		183	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(628)		2.126
- assunzione debiti finanziari non correnti	1.916		3.376	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.751)		(4.466)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	207		3.216	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.434)		(3.477)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1		1	
- acquisto di azioni proprie	(380)			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.006)		(3.457)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(49)		(21)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate				
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante				
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		76		122
Disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations				(898)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2		(13)
Flusso di cassa netto		1.183		(1.414)



De

81607/56

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Nel 2015 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- incorporazione della Società Ionica SpA. L'operazione è stata approvata in data 29 luglio 2015. L'atto di fusione è stato stipulato in data 6 novembre 2015, con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2015, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2015¹;
- incorporazione della Est Più SpA. L'operazione è stata approvata in data 28 maggio 2015. L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 novembre 2015, con efficacia giuridica dal 1°

dicembre 2015, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2015.

In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, le partecipazioni in Saipem SpA e in Versalis SpA sono state rappresentate come "discontinued operations" e i relativi valori di carico sono stati allineati, ove inferiori, al relativo fair value. Gli esercizi di confronto, relativamente alle componenti economiche, sono stati coerentemente riclassificati.

Conto economico

2013		(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015	Var. ass. vs Riesposto
48.018	Ricavi della gestione caratteristica		42.350	42.364	33.653	(8.711)
271	Altri ricavi e proventi		359	360	337	(23)
(49.714)	Costi operativi		(42.855)	(42.748)	(34.386)	8.362
(168)	Altri proventi e oneri operativi		(79)	(79)	(622)	(543)
(1.740)	Ammortamenti e svalutazioni		(1.260)	(1.282)	(1.042)	240
(3.333)	Utile operativo		(1.485)	(1.385)	(2.060)	(675)
(471)	Proventi (oneri) finanziari netti		(139)	(142)	(431)	(289)
8.903	Proventi netti su partecipazioni		5.523	6.101	6.682	581
5.099	Utile prima delle imposte		3.899	4.574	4.191	(383)
(182)	Imposte sul reddito		556	482	(487)	(969)
4.917	Utile netto - continuing operations		4.455	5.056	3.704	(1.352)
(503)	Utile netto - discontinued operations			(546)	(1.786)	(1.240)
4.414	Utile netto		4.455	4.510	1.918	(2.592)

Utile netto

Nel 2015 l'utile netto di €1.918 milioni è relativo a continuing operations per €3.704 milioni e a discontinued operations, negative per €1.786 milioni. L'utile netto delle continuing operations è diminuito di €1.352 milioni per effetto essenzialmente: (i) della circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevato il provento connesso all'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES, con effetto dall'esercizio 2009, di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax); (ii) degli oneri di Gas & Power relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas ed energia elettrica relative a precedenti esercizi e a stanziamenti a fondo rischi su crediti per le stesse fatture da emettere (iii) del peggioramento del risultato operativo dovuto al continuo deterioramento dello scenario energetico che ha ridotto i risultati di Exploration & Pro-

duction e il valore delle scorte di greggio e prodotti valorizzate ai prezzi correnti; (iv) del peggioramento degli oneri finanziari netti, in particolare per maggiori oneri su strumenti finanziari derivati su cambi che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e pertanto non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Tali effetti sono in parte compensati: (i) dalla crescita dei risultati di Refining & Marketing dovuti al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie; (ii) dai maggiori proventi netti su partecipazioni a seguito dei maggiori dividendi distribuiti, in particolare da Eni Investments Plc, in parte compensati da maggiori svalutazioni di società partecipate; (iii) dalle azioni di ristrutturazione e di efficienza costi intraprese.

[1] Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

81607/455

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di segui-

to, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
3.827	Exploration & Production	3.481	2.718	(763)
25.596	Gas & Power	22.641	18.740	(3.901)
22.284	Refining & Marketing	19.449	14.480	(4.969)
1.055	Corporate	981	941	(40)
(4.744)	Elisioni	(4.188)	(3.226)	962
48.018		42.364	33.653	(8.711)

I ricavi di Exploration & Production di €2.718 milioni sono diminuiti di 763 milioni, pari al 21,9%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita in euro del greggio (39,5%); (ii) della diminuzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 5,7%, equivalente a 3 milioni di boe, connessa al declino dei giacimenti dell'offshore adriatico e alla fermata generale del Centro Olio Val d'Agri, avvenuta nel periodo fine gennaio - metà febbraio 2015, effettuata per lo svolgimento di interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto e per alcune attività propedeutiche all'avvio della nuova linea di trattamento gas; (iii) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (5,2%).

I ricavi di Gas & Power di €18.740 milioni sono diminuiti di 3.901 milioni, pari al 17,2%, a seguito essenzialmente: (i) del deterioramento dei prezzi di vendita che riflette la pressione

competitiva e la debole domanda, in parte compensato da un aumento delle vendite in Italia per effetto di maggiori vendite spot e al segmento grossisti e al positivo andamento; (ii) della revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) e per le vendite di energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi. La stima delle vendite nel settore retail avviene sulla base dei dati comunicati dai diversi operatori di questo mercato cui altresì compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di conguagli fino al quinto anno successivo.

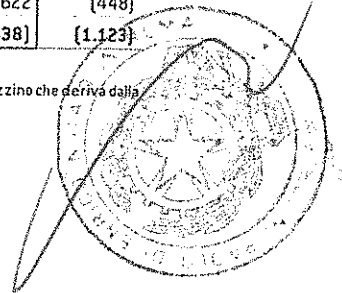
I ricavi di Refining & Marketing di €14.480 milioni sono diminuiti di €4.969 milioni, pari al 25,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita in euro dei prodotti petroliferi. Tale effetto è stato in parte compensato dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Utile operativo

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
1.414	Exploration & Production	968	557	(411)
(2.606)	Gas & Power	(331)	(1.644)	(1.313)
(1.564)	Refining & Marketing	(1.898)	(631)	1.267
(459)	Corporate	(340)	(331)	9
(118)	Eliminazione utili interni ^(a)	216	(11)	(227)
(3.333)	Utile operativo	(1.385)	(2.060)	(675)
498	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	1.070	622	(448)
(2.835)	Utile operativo a valori correnti	(315)	(1.438)	(1.123)

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.



Ne

81607/456

L'utile (perdita) operativa a valori correnti per linea di business è di seguito rappresentata²:

Exploration & Production

L'utile operativo di Exploration & Production (€557 milioni) è diminuito di €411 milioni, pari al 42,5%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita in euro del greggio (39,5%); (ii) della diminuzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 5,7%, equivalente a 3 milioni di boe; (iii) della diminuzio-

ne del prezzo di vendita del gas naturale (5,2%). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori costi di ricerca esplorativa (€131 milioni) e di presviluppo (€49 milioni) per effetto essenzialmente di una minore attività esplorativa condotta in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA rilevata pro quota in Eni SpA.

Gas & Power

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
(2.606)	Utile (perdita) operativa	(331)	(1.644)	(1.313)
190	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(123)	132	255
(2.416)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(454)	(1.512)	(1.058)

La perdita operativa a valori correnti di Gas & Power (€1.512 milioni) è aumentata di €1.058 milioni, a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che il 2014 beneficiava di maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti e dell'effetto economico negativo connesso al recupero del gas prepagato in esercizi precedenti con un valore di libro superiore al costo medio corrente dell'approvvigionato Eni, i cui effetti

sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite stagionali nel segmento retail; (ii) degli oneri di Gas & Power relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas ed energia elettrica relative a precedenti esercizi e a stanziamenti a fondo rischi su crediti per le stesse fatture da emettere. Le predette rettifiche corrispondono a circa il 2% dei ricavi di riferimento; (iii) degli oneri da componente valutativa dei derivati su commodity.

Refining & Marketing

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
(1.564)	Utile (perdita) operativa	(1.898)	(631)	1.267
194	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.378	491	(887)
(1.370)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(520)	(140)	380

La perdita operativa a valori correnti di Refining & Marketing (€140 milioni) si è ridotta di €380 milioni, pari al 73,3%, per effetto del mi-

glioramento dello scenario dei margini di raffinazione e delle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie.

[2] Al fine di rappresentare la vista standalone delle linee di business i valori relativi all'esclusione dell'utile (perdita) di magazzino sono a lordo degli utili interni.

na

Imposte sul reddito

81607/657

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
Imposte correnti				
62 IRES			23	23
(9) IRAP		(2)		2
(184) Addizionale Legge n. 7/09		824		(824)
(131) Totale imposte correnti		822	23	(799)
42 Imposte differite		(45)	49	94
(113) Imposte anticipate		(350)	(544)	(194)
(71) Totale imposte differite e anticipate		(395)	(495)	(100)
(202) Totale imposte sul reddito Eni SpA		427	(472)	(899)
20 Imposte relative alla rilevazione delle Joint Operation		55	(15)	(70)
(182)		482	(487)	(969)

Procedi

me

Le imposte sul reddito di €487 milioni sono costituite da imposte sul reddito di Eni SpA per €472 milioni e da imposte sul reddito relative alle società in joint operation per €15 milioni, in particolare di Eni East Africa SpA.

Le imposte sul reddito di Eni SpA di €472 milioni mostrano un incremento di €899 milioni a seguito: (i) della circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevato il provento connesso all'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES, con effetto dall'esercizio 2009, di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax) - (€824 milioni); (ii) delle minori imposte anticipate rilevate (€194 milioni), per effetto essenzialmente della prevista riduzione dell'aliquota IRES al 24% [-3,5 punti percentuali] a decorrere dal 1° gennaio 2017, che ha comportato l'adeguamento della fiscalità differita attiva e delle maggiori svalutazioni effettuate nell'esercizio a seguito della minore recuperabilità connessa al ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e avuto riguardo, per l'Irap, alle modifi-

che normative intervenute sulla determinazione della base fiscale; (iii) delle minori differite passive nette (€94 milioni); (iv) delle maggiori imposte correnti positive (€25 milioni), relative in particolare alla quota di perdita fiscale remunerata nel corso del 2015 dalle società del consolidato fiscale nazionale.

La differenza del 15,88% tra il tax rate effettivo (+11,62%) e teorico (27,5%), inclusivo delle joint operation è riferibile essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 64,62%); questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (con un effetto sul tax rate del 25,76%); (ii) dall'adeguamento della fiscalità differita attiva al netto di quella passiva conseguente alla prevista riduzione dell'aliquota IRES (con un effetto sul tax rate del 9,36%); (iii) dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto sul tax rate dell'8,14%); (iv) da altri fenomeni di minore importo.

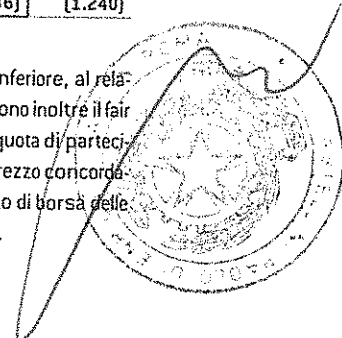
Discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economici delle discontinued operations, al netto dell'effetto fiscale, di Eni SpA:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
(630) Svalutazione partecipazione Versalis SpA		(546)	(1.585)	(1.039)
129 Dividendi Saipem SpA				
Perdite su partecipazione Versalis SpA			(250)	(250)
Strumenti finanziari derivati fair value cessione Saipem			50	50
(2) Imposte sul reddito			(1)	(1)
(503)		(546)	(1.786)	(1.240)

Le discontinued operations di €1.786 milioni riguardano: (i) Saipem, in forza degli accordi raggiunti nell'ottobre 2015 per la cessione di una quota del 12,503% del capitale sociale di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano (FSI); (ii) Versalis SpA (100% Eni), in considerazione dell'accordo industriale in corso di definizione con un partner industriale per la valorizzazione del business. Il valore

di carico delle partecipazioni è stato allineato, ove inferiore, al relativo fair value. Le discontinued operations comprendono inoltre il fair value positivo relativo alla cessione a termine della quota di partecipazione in Saipem a FSI, dato dalla differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,39 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem alla reporting date (€7,49 per azione).



Ne

81607/658

Stato patrimoniale riclassificato³

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

(€ milioni)	31 dicembre 2014	31 dicembre 2014 Riesposto	31 dicembre 2015	Var. ass. vs Riesposto
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	7.422	7.605	7.503	(102)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.530	1.530	899	(631)
Attività immateriali	1.197	1.208	1.203	(5)
Partecipazioni	32.871	32.196	32.871	675
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.147	4.147	7.635	3.488
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(316)	(319)	(285)	34
	46.851	46.367	49.826	3.459
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	1.699	1.699	1.452	(247)
Crediti commerciali	12.741	12.745	8.131	(4.614)
Debiti commerciali	(8.377)	(8.360)	(5.227)	3.133
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	2.002	2.173	607	(1.566)
Fondi per rischi e oneri	(4.514)	(4.622)	(3.971)	651
Altre attività (passività) d'esercizio	(745)	(751)	(2.192)	(1.441)
	2.806	2.884	(1.200)	(4.084)
Fondi per benefici ai dipendenti	(381)	(382)	(366)	16
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	14	14	(15)	(29)
CAPITALE INVESTITO NETTO	49.290	48.883	48.245	(638)
Patrimonio netto	40.529	40.303	38.570	(1.733)
Indebitamento finanziario netto	8.761	8.580	9.675	1.095
COBERTURE	49.290	48.883	48.245	(638)

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (€49.826 milioni) è aumentato di €3.459 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (€3.488 milioni), in particolare per finanziamenti a medio lungo concessi alla Eni Finance International SA; (ii) dell'incremento netto delle partecipazioni (€675 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione delle rimanenze immobilizzate (€631 milioni), a seguito delle minori quantità in giacenza e della svalutazione delle scorte d'obbligo valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Capitale di esercizio

Il capitale di esercizio netto (€1.200 milioni) è diminuito di €4.084 milioni per effetto essenzialmente: (i) del decremento dei crediti tributari netti (€1.566 milioni); (ii) della riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (€1.481 milioni); (iii) delle maggiori passività nette di esercizio (€1.441 milioni), in particolare dovute alla circostanza che nel 2014 era rilevato un credito per dividendi non ancora incassati di Eni International BV (€675 milioni) e al peggioramento del fair value passivo netto degli strumenti finanziari derivati (€420 milioni); (iv) dell'adeguamento delle rimanenze ai minori prezzi di mercato del petrolio e dei prodotti petroliferi (€247 milioni).

I crediti tributari netti sono diminuiti di €1.566 milioni a seguito essenzialmente: (i) delle operazioni di factoring sui crediti di imposta, comprensivi degli interessi, che sono stati oggetto pertanto di cessione

pro soluto per circa €654 milioni (di cui €638 milioni incassati) e del rimborso ottenuto nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria per €269 milioni; (ii) della prevista riduzione dell'aliquota IRES al 24% (-3,5 punti percentuali) a decorrere dal 1° gennaio 2017, che ha comportato, per le differenze temporanee (utilizzo perdite fiscali) il cui rigiro (utilizzo) è previsto dal 2017, l'adeguamento alla nuova aliquota della fiscalità differita attiva al netto di quella passiva (€471 milioni) e della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero delle imposte anticipate nette 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 ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile.

Discontinued operations e Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le Discontinued operations e Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili negative di €15 milioni si riferiscono: (i) alle partecipazioni in Saipem SpA e Versalis SpA in dismissione i cui valori di carico sono stati allineati, ove inferiori, al relativo fair value; (ii) ad asset non strategici del business Refining & Marketing.

[3] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Patrimonio netto

81607/459

[€ milioni]

Patrimonio netto al 31 dicembre 2014	40.529
Avanzo (Disavanzo) di fusione	(226)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2014 post fusione	40.303
Incremento per:	
Utile netto	1.918
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	10
Altri incrementi	5
	1.933
Decremento per:	
Distribuzione saldo dividendo 2014	(2.017)
Acconto sul dividendo 2015	(1.440)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(209)
	(3.666)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2015	38.570

Nota

2015

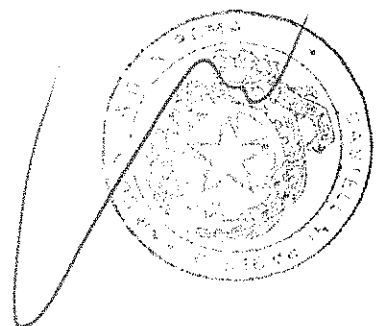
Indebitamento finanziario netto

[€ milioni]

	31 dicembre 2014	31 dicembre 2015	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.504	24.160	(344)
Debiti finanziari a breve termine	7.104	6.201	(903)
Debiti finanziari a lungo termine	17.400	17.959	559
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.281)	(4.132)	149
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6.619)	(5.325)	1.294
Attività finanziarie destinate al trading	(5.024)	(5.028)	(4)
Indebitamento finanziario netto	8.580	9.675	1.095

L'aumento dell'indebitamento finanziario netto di €1.095 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni (€6.564 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate e agli investimenti netti in Versalis SpA (€1.147 milioni); (ii) all'incremento degli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€3.406 milioni); (iii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2014 di

€0,56 per azione (€2.017 milioni); (iv) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2015 di €0,4 per azione (€1.440 milioni); (v) agli investimenti relativi ad attività materiali ed immateriali, al netto delle dismissioni (€1.252 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati: (i) dal flusso di cassa netto da attività operativa (€13.347 milioni); (ii) dalle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€1.623 milioni).



Ne

81607/460

Rendiconto finanziario riclassificato⁴

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015	Var. ass. vs Riesposto
Utile netto - continuing operations	4.455	5.056	3.704	(1.352)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.759	2.203	5.004	2.801
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(97)	(96)	(157)	(61)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(7107)	(7033)	(9.445)	(2.412)
Variazione del capitale di esercizio	2.987	3.008	3.668	660
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	5.864	5.808	10.573	4.765
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.861	8.946	13.347	4.401
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.861	8.946	13.347	4.401
Investimenti tecnici	(1.488)	(1.503)	(1.252)	251
Investimenti in partecipazioni	(517)	(517)	(6.564)	(6.047)
Investimenti in partecipazioni - discontinued operations			(1.147)	(1.147)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	(916)	(930)	(3.406)	(2.476)
Dismissioni	854	855	1.623	768
Altre variazioni relative all'attività di investimento	95	86	(39)	(125)
Free cash flow	6.889	6.937	2.562	(4.375)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(1.132)	(1.129)	1.168	2.297
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(985)	(1.042)	(422)	620
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.386)	(4.386)	(3.457)	929
FLUSSO DI CASSA NETTO	386	380	(149)	(529)
Free cash flow	6.889	6.937	2.562	(4.375)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.386)	(4.386)	(3.457)	929
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(399)	(399)	(200)	199
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	2.104	2.152	(1.095)	(3.247)

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015	Var. ass. vs Riesposto
Exploration & Production	1.006	1.021	893	(128)
di cui ricerca esplorativa	162	162	29	(133)
Gas & Power	30	30	21	(9)
Refining & Marketing	410	410	316	(94)
Corporate	42	42	22	(20)
Investimenti tecnici	1.488	1.503	1.252	(251)

[4] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

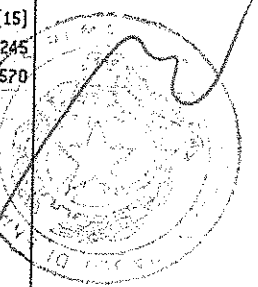
Me

81607/461

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2014 Rilesposto			31 dicembre 2015	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale Immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			7.605		7.503
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.530		899
Attività immateriali			1.208		1.203
Partecipazioni			32.196		32.871
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			4.147		7.635
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 10)	167		666	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 19)	3.980		6.969	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(319)		(285)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 10 e nota 21)	37		33	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(356)		(318)	
Totale Capitale immobilizzato			46.367		49.826
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.699		1.452
Crediti commerciali	(vedi nota 10)		12.745		8.131
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(8.360)		(5.227)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			2.173		607
- passività per imposte sul reddito correnti		(5)		(4)	
- passività per altre imposte correnti		(1.248)		(1.073)	
- attività per imposte sul reddito correnti		172		107	
- attività per altre imposte correnti		405		244	
- attività per imposte anticipate		1.894		1.445	
- altre attività non correnti	(vedi nota 21)	944		90	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 10)	160		19	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(116)		(198)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(33)		(23)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.622)		(3.971)
Altre attività (passività) di esercizio:			(751)		(2.192)
- altri crediti	(vedi nota 10)	1.107		389	
- altre attività (correnti)		2.417		1.047	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 21)	726		694	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(688)		(626)	
- altre passività (correnti)		(2.648)		(1.838)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(1.665)		(1.858)	
Totale Capitale di esercizio netto			2.884		(1.200)
Fondi per benefici ai dipendenti			(382)		(366)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	(vedi nota 33)		14		(15)
CAPITALE INVESTITO NETTO			48.883		48.245
Patrimonio netto			40.303		36.570
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		17.400		17.959	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.488		2.514	
- passività finanziarie a breve termine		3.616		3.687	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		4.281		4.132	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)	6.619		5.325	
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.024		5.028	
Totale Indebitamento finanziario netto			8.580		9.675
COPERTURE			48.883		48.245



Ne

Commento ai risultati e altre informazioni

81607/662

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2014 Rilesposto		2015	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale				
Utile netto - continuing operations		5.056		3.704
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		2.203		5.004
- ammortamenti	1.122		920	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	160		122	
- effetto valutazione partecipazioni	943		3.833	
- differenze cambio da allineamento	(12)		13	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(12)		116	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	2			
Plusvalenze nette su cessione di attività		(96)		(157)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(7.033)		(9.445)
- dividendi	(6.992)		(10.366)	
- interessi attivi	(251)		(241)	
- interessi passivi	692		675	
- imposte sul reddito	(482)		487	
Variazione del capitale di esercizio		3.008		3.668
- rimanenze	1.606		872	
- crediti commerciali	20		4.616	
- debiti commerciali	747		(3.133)	
- fondi per rischi ed oneri	(51)		(338)	
- altre attività e passività	686		1.651	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		5.808		10.573
- dividendi incassati	6.316		11.041	
- interessi incassati	204		234	
- interessi pagati	(715)		(708)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	3		6	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		6.946		13.347
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		8.946		13.347
Flusso di cassa netto da attività operativa		(1.503)		(1.252)
Investimenti tecnici:				
- immobilizzazioni materiali	(1.204)		(1.164)	
- immobilizzazioni immateriali	(299)		(88)	
Investimenti in partecipazioni		(517)		(6.564)
Investimenti in partecipazioni - discontinued operations				(1.147)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		(930)		(3.406)
- crediti finanziari strumentali	(930)		(3.406)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale				(36)
- titoli strumentali all'attività operativa				(3)
Dismissioni:		855		1.623
- immobilizzazioni materiali	5		20	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	841		1.586	
- altre attività destinate alla vendita	9		17	
- cessione rami d'azienda				
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		86		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	86			
Free cash flow		6.937		2.562
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(1.129)		1.168
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.121)		1.288	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	(8)		(120)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(1.042)		(422)
- assunzione (rimborso) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(273)		(501)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(769)		79	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(4.386)		(3.457)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.006)		(3.457)	
- acquisto di azioni proprie	(380)			
Flusso di cassa netto		380		(149)

Ne

Fattori di rischio e incertezza

81607/463

Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 37 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato.

Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, l'utile operativo e il cash flow a livello consolidato e determina la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi.

Il settore petrolifero sta attraversando una fase di profonda recessione a causa dell'eccesso d'offerta, delle incertezze sul ritmo di crescita dell'economia globale, in particolare in Cina e in altri Paesi emergenti, e del rientro sul mercato delle produzioni iraniane a seguito degli accordi nucleari con i Paesi occidentali e della conseguente rimozione delle sanzioni da parte di USA e UE che colpivano il settore petrolifero del Paese. Nel corso del 2015 la produzione di petrolio ha raggiunto livelli record trainata dalla crescita sia dell'OPEC sia del non-OPEC, in particolare USA e Russia. Sul lato domanda globale, grazie allo stimolo del livello contenuto dei prezzi dei carburanti, il 2015 ha registrato il più forte incremento degli ultimi cinque anni pari a +1,7% rispetto al 2014, oltre il doppio. Nonostante ciò, la tenuta della domanda energetica è esposta nel breve termine al rischio del rallentamento in atto nell'attività economica, mentre vi è incertezza tra gli operatori sui tassi di crescita di lungo termine della richiesta energetica anche alla luce della crescente spinta politica e istituzionale verso la conservazione dell'energia e la riduzione delle emissioni di gas serra. In tale contesto il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha perso nel corso dell'esercizio circa il 50% del proprio valore chiudendo alla media annua di 53 \$/barile. L'andamento ribassista è proseguito nei primi mesi del 2016 con il prezzo del Brent sceso ai minimi degli ultimi tredici anni al di sotto dei 30 \$/barile. È probabile che i prezzi rimarranno depressi e volatili nel corso del 2016 ed oltre.

Le compagnie petrolifere hanno reagito al mutato scenario riducendo in misura importante gli investimenti a partire dai progetti di sviluppo più costosi (ad es. tar sand, offshore profondo, Artico). Si stima una riduzione dei capex a livello globale da parte delle oil companies pari a circa il 25% in ciascuno degli ultimi due anni. Il management prevede il graduale riassorbimento dell'eccesso di offerta nel medio-lungo termine per effetto dei tagli degli investimenti da parte degli operatori, di possibili azioni concertate di riduzione della produzione da parte dei Paesi produttori, dell'esiguità della spare capacity dell'OPEC

e della probabile uscita dal mercato di player con strutture di costo non sostenibili allo scenario prezzi corrente (ad esempio nel tight oil USA). Tuttavia considerati i rischi e le incertezze insite in tali scenari e i mutamenti strutturali in atto nel settore quali l'incremento d'offerta dovuto alla rivoluzione del tight oil USA, caratterizzato da un minore time-to-market degli idrocarburi convenzionali, il ridotto impatto delle crisi geopolitiche e la sempre maggiore sensibilità mondiale al tema dell'effetto serra e delle fonti rinnovabili, la direzione aziendale ha rivisto al ribasso per tutti gli anni di piano il riferimento Brent utilizzato per la redazione del piano strategico 2016-2019 allineando lo scenario Eni a un consensus di mercato conservativo: in particolare il riferimento Brent di lungo termine è stato ridotto a \$65 rispetto ai \$90 utilizzati per la redazione del piano precedente. Per l'anno di budget si assume un prezzo di 40 \$/barile.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione non è esposta al rischio prezzo in considerazione della significativa presenza di contratti PSA nel portafoglio Eni che garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola al rischio volume (vedi di seguito). Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che rispetto al prezzo di riferimento per il 2016 di 40 dollari/barile, per ogni variazione di +/- 1 \$/barile l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

In aggiunta all'impatto su ricavi, redditività e cash flow, nel caso di un prolungato declino dei prezzi del petrolio, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento in funzione dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura.

Considerata la complessità del processo valutativo e i lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

Per il quadriennio 2016-2019 Eni prevede un programma d'investimenti di €37 miliardi, di cui il 90% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, con una flessione di cir-

T

me

Ne

81607/466

ca il 21% rispetto al piano precedente a cambi costanti per effetto della maggiore selettività nelle decisioni di spesa, della riduzione dei costi che farà leva sulle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di impianti, infrastrutture e servizi upstream considerata la pressione deflazionistica indotta dalla caduta del prezzo del petrolio, nonché di diverse iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti con particolare riguardo a quelli sviluppati per fasi e a quelli con avvio oltre il quadriennio. I target produttivi restano sostanzialmente confermati rispetto al piano precedente con un tasso di incremento medio delle produzioni di oltre il 3% nell'arco di piano.

La riduzione del prezzo del petrolio può limitare la capacità di Eni di accesso al mercato dei capitali e potrebbe determinare un downgrading del nostro merito creditizio da parte delle agenzie di rating Standard & Poor's e Moody's in risposta al deterioramento dei fondamentali dell'industria petrolifera. Un eventuale downgrading comporterebbe l'aumento del costo del capitale di debito e limiterebbe la nostra flessibilità finanziaria.

La flessione dei prezzi delle commodity comporta revisioni negative della stima delle quantità di riserve certe in relazione ai volumi non più economici ai prezzi correnti, nonché la riduzione del valore attuale netto al fattore di sconto del 10% al 31 dicembre 2015. In linea con quanto previsto dalla US SEC regulation, i prezzi utilizzati per la valutazione delle riserve di idrocarburi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Le riserve certe al 31 dicembre 2015 e il loro valore attuale netto sono stati determinati sulla base del prezzo medio del marker Brent di 54 \$/barile che si confronta con il riferimento di \$101 per il 2014. Tale flessione ha determinato una revisione negativa delle riserve, ampiamente compensata, tuttavia, dai maggiori volumi di riserve certe derivanti dai contratti di PSA, in funzione della correlazione inversa tra il prezzo e le riserve di spettanza, con un saldo complessivo in positivo di 278 milioni di Boe. In termini di valore, invece, tale flessione si è tradotta in una riduzione del valore attuale netto di circa €22 miliardi, a €38 miliardi. I prezzi delle commodity hanno evidenziato una significativa riduzione nel quarto trimestre 2015 e nei primi mesi del 2016. In assenza di una ripresa nelle quotazioni delle commodity, le stime future delle nostre riserve saranno basate su prezzi inferiori, determinando la revisione negativa delle riserve certe non più economiche e, a parità di condizioni, l'ulteriore riduzione del valore attuale netto delle riserve al tasso di sconto del 10%.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che rispetto allo scenario di riferimento per ogni dollaro/barile di riduzione delle quotazioni del petrolio, la produzione Eni aumenta di circa 1.500 barili/giorno quale effetto delle maggiori attribuzioni nei PSA. Tuttavia tale sensitivity in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente può produrre risultati sensibilmente diversi. Il management ha stimato che l'effetto

prezzi nei PSA ha determinato maggiori entitlement di produzione pari a circa 57 mila boe/giorno contribuendo per alcuni punti percentuali alla crescita produttiva del 2015.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione, lo sviluppo, l'estrazione e la produzione delle riserve d'idrocarburi. Nel 2015 Eni ha realizzato €10,2 miliardi di investimenti tecnici nel settore E&P con una riduzione di circa il 17% rispetto al 2014 a cambi omogenei in risposta al deterioramento dello scenario. Il nostro piano d'investimenti per il quadriennio 2016-2019 di €37 miliardi è significativamente inferiore rispetto al precedente piano industriale (-21% a parità di cambio) in funzione della riduzione programmata dello spending che riflette la revisione dello scenario prezzi delle commodity da parte del management. Nell'anno di budget Eni prevede di ridurre i capex di circa il 20% rispetto al 2015 (a cambi costanti). Nel corso dell'anno il management potrebbe ulteriormente riconsiderare il livello dei capex in funzione dell'evoluzione delle condizioni di mercato.

Storicamente i nostri investimenti tecnici sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. In considerazione del mutamento dello scenario abbiamo adottato una più stretta disciplina finanziaria nella selezione dei progetti di spending conseguendo l'obiettivo di autofinanziare con il cash flow operativo il 100% dei capex al prezzo di circa \$50 rispetto al livello di \$63 originariamente programmati per il biennio 2015-2016. Per il prossimo esercizio confermiamo tale target di autofinanziamento a 50 \$/barile. Tuttavia il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: i) il rischio prezzo; ii) i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; iv) i rischi politici; v) l'efficiente gestione del circolante.

Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare al 100% gli investimenti tecnici committed, saremo costretti a intaccare le nostre riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito o, nel peggiore degli scenari, a ridurre ulteriormente i piani d'investimento con conseguenti ricadute negative sui risultati, il cash flow e le risorse finanziarie disponibili per la crescita futura. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti. Alla data di bilancio Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

Sulla base di tali fattori, una fase prolungata di prezzi depressi delle commodity, o un'ulteriore riduzione, potrebbero avere significativi effetti negativi sulle nostre prospettive di business, sui risultati operativi, il cash flow, la liquidità, la capacità di finanziare i nostri programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitments e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento di borsa del titolo Eni.

81607/465

I risultati del business Refining & Marketing dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

Nel 2015 l'attività Refining & Marketing Eni ha registrato un significativo miglioramento rispetto al 2014 registrando l'utile operativo adjusted di €387 milioni rispetto alla perdita di €65 milioni per effetto della sensibile ripresa dei margini di raffinazione (indicatore Eni di 8,32 \$/barile in media, più che raddoppiato rispetto al periodo di confronto).

Il management ritiene che il recupero dei margini di raffinazione sia stato sostenuto dal calo della quotazione del petrolio e dall'apprezzamento relativo della benzina in un contesto di minore disponibilità di prodotti a seguito di concomitanti fermate manutentive negli impianti. Guardando al medio termine, il management prevede un riassetto dei margini di raffinazione rispetto ai valori correnti a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva da parte dei raffinatori di Russia, Medio Oriente e Asia che beneficiano di economie di scala e di vantaggi di costo sulla materia prima. Sulla base di tali considerazioni il management non ha eseguito alcuna ripresa di valore degli asset di raffinazione svalutati in precedenti esercizi.

La strategia Eni nel business della raffinazione punta all'innovazione di prodotto/processo, all'incremento della capacità di conversione del fondo del barile in prodotto pregiati, alla riconversione delle raffinerie tradizionali a basso indice di conversione o elevati costi di gestione in impianti per la produzione di biocarburanti premium sfruttando tecnologie proprietarie, e al recupero di efficienza e ottimizzazione dei processi produttivi. Grazie alle azioni finora implementate e alle linee guida del piano strategico, Eni continuerà a ridurre il margine di break-even delle raffinerie, rendendo il sistema profittevole anche in scenari depressi.

Rischio Paese

Al 31 dicembre 2015, circa l'81% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti di Stato, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

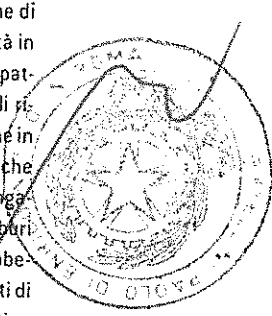
Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da:

- (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato;
- (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni;
- (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione;
- (iv) incrementi della fiscalità applicabile;
- (v) percezione negativa di alcuni stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry Oil & Gas con impatti anche a livello mediatico;
- (vi) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Nel recente passato la Libia è stata uno dei Paesi maggiormente esposti a questo tipo di rischio, in conseguenza del vasto movimento politico e sociale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale noto come "Primavera Araba". In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate in una rivoluzione, causando il cambio di regime e un lungo conflitto civile. Nel 2015 l'attività produttiva in Libia è stata regolare e ha erogato 365 mila boe/giorno, il livello più elevato dal 2010. Si ritiene che il quadro socio-politico della Libia, anche alla luce dei recenti episodi di escalation militare, continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza nel prossimo futuro. Nel 2015 la Libia ha rappresentato circa il 20% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza rimarrà significativa negli anni del piano quadriennale 2016-2019, nonostante un certo ridimensionamento rispetto al 2015. Nell'ipotesi di sviluppi geopolitici di maggiore rilevanza quali la ripresa del conflitto interno, atti di guerra, sabotaggi, tensioni sociali, proteste di massa e altri disordini civili Eni potrebbe essere costretta per il venir meno delle condizioni di sicurezza a interrompere in parte o in tutto le attività produttive presso gli impianti localizzati nel Paese per periodi più o meno prolungati, il che eventualmente determinerebbe gravi ricadute sui risultati economici, il cash flow e le prospettive del business.

Altro Paese dove si sono verificati nel passato recente episodi di "disruption" è la Nigeria sotto forma di atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, impattando la continuità produttiva. Per scontare possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia ma anche in altri Paesi dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni) il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2016-2019 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio ap-

Mazzoni

me



nc

81607/466

prezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti;

(vii) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici;

(viii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante.

Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Nello scenario corrente, il crollo del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni importanti Paesi nei quali sono localizzate le riserve di Eni, con l'aumento del rischio default e di conseguenza dell'instabilità politica, sociale ed economica. Eni è partner delle società petrolifere di tali Stati oltre che fornitore di idrocarburi. A protezione di Eni, gli accordi di JV prevedono generalmente "clausole di default" a tutela dei partner non defaulting che prevedono che questi ultimi possano rivalersi sulle quote di produzione dei partner in default o subentrare nei diritti.

Le tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina in merito alla sovranità sulla Crimea hanno portato all'adozione di importanti misure sanzionatorie nei confronti della Russia da parte degli USA e dell'UE. Tali sanzioni colpiscono principalmente i settori finanziario e della ricerca e produzione di idrocarburi. Circa il 30% degli approvvigionamenti di gas long-term di Eni proviene dalla Russia. Inoltre Eni è partner della società petrolifera russa Rosneft in diversi progetti esplorativi nel Mare di Barents russo e nel Mar Nero. Le misure restrittive prevedono delle esenzioni per i progetti in corso. Il regime delle sanzioni potrebbe inoltre variare in base all'evoluzione della situazione politica.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui

Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa di successo e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti, che comprendono la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la first party di Stato, la firma dei contratti gas, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, la fase di ingegneria di dettaglio e la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili, dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative. I giacimenti d'idrocarburi sono talora localizzati in ecosistemi e habitat naturali sensibili (Artide, Mar Caspio, Golfo del Messico, Mare del Nord, Mozambico e altri) nei quali la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale e di capacità di risposta nel caso di eventi calamitosi comporta la dilatazione dei tempi di sviluppo e l'aumento dei costi. La redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quello sulla cui base il management ha preso la decisione finale di investimento, FID) e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione. Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'oil industry considerata la complessità tecnologica e logistica dei progetti per i trend dinanzi menzionati, le difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction).

Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, nonché danni alla proprietà. La gravità degli incidenti dovuti a fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni e flusso di dividendi). Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni deep offshore, per le quali è oggettivamente più difficoltoso intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artide (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di perforazione per la ricerca e lo sviluppo d'idrocarburi. Nel 2015 Eni ha derivato circa il 52% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Nell'ambito delle attività di sviluppo, l'adozione negli ultimi anni di alcune mirate azioni strategiche ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente evidenti benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la fassatura dei progetti in accordo alla maturità delle riserve, l'insourcing dell'ingegneria nelle fasi

81607/467

iniziali di progetto, il miglioramento della qualità dell'ingegneria attraverso la standardizzazione/modularizzazione e la gestione diretta del commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain garantendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di early production facilities e facilities refurbished) e all'intensificazione del controllo/monitoraggio durante le fasi di execution.

Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio blow-out. La Società mantiene un controllo rigoroso sulle analisi del rischio geologico, ingegneria e conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio passi autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, focus sulle tecnologie di produzione (materiali, attrezzature), procedure avanzate di controllo e monitoraggio con la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede centrale (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono rappresentati in generale dalla qualità e tipologia degli asset Oil & Gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da condizioni di elevata pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza del 3,6% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata lorda del 26% circa rispetto ai livelli correnti a circa 3,6 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi con potenziali conseguenze dannose per le persone, per l'ambiente e per la proprietà. Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni navali, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalla geografia e dalle condizioni climatiche degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di specie protette, dalla complessità tecnica delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento di sostanze liquide o gassose anche in funzione della delicatezza degli ecosistemi circostanti (ad esempio

onshore vs offshore, habitat sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio). Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono soggette al rispetto di norme e leggi severe e a restrizioni di vario tipo a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e convenzioni internazionali.

Restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi possono essere introdotte anche nei Paesi OCSE per motivazioni ambientali o di altra natura quali quelle che si determinerebbero in Italia nel caso in cui l'esito del referendum popolare indetto per il 17 aprile 2016 fosse quello di abrogare quella parte dell'art. 6, c.17, del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 "norme in materia ambientale" che consente per i giacimenti situati nel mare territoriale di continuare la produzione anche oltre la scadenza della concessione fino all'esaurimento del giacimento. Le 29 concessioni di cui Eni è titolare nel mare territoriale italiano rappresentano circa l'1% delle riserve certe di Eni al 31 dicembre 2015 (6.890 milioni di boe). Entro tale limite e considerando la parte producibile prima delle scadenze delle concessioni, nel caso di abrogazione della norma oggetto del referendum e di mancato rinnovo delle concessioni alla loro naturale scadenza si determinerebbero effetti negativi sulla redditività e generazione di cassa della Società anche per effetto dell'accelerazione degli ammortamenti e dell'esborso anticipato degli oneri di smantellamento dei relativi impianti.

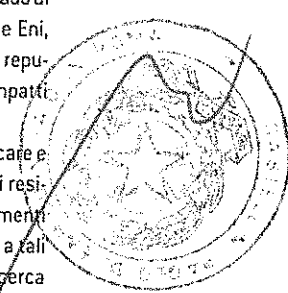
Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. L'accadimento di eventi del tipo di quelli descritti che potrebbe assumere proporzioni anche catastrofiche, è in grado di comportare potenzialmente rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (in termini di impatti sul corso dell'azione Eni e sul flusso dei dividendi).

Le leggi ambientali prevedono che chi inquina debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti, sversamenti e perdite di varia natura. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi con particolare riguardo alle attività condotte negli ecosistemi sensibili.

Anche in Italia Eni è esposta a tali rischi sia per le attività di ricerca e produzione d'idrocarburi nell'onshore e nell'offshore, sia per via della numerosità dei propri siti industriali in produzione. Nei siti inattivi Eni ha condotto in passato attività minero-metal-

Eni

Eni



Ne

81607/468

lurgiche e chimiche che sono state progressivamente dismesse, chiuse, smantellate o riconvertite. Nei siti dismessi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (il Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione ambientale corrente. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali passività ambientali.

Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività addizionali in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale" di cui alla nota n. 37 al Bilancio consolidato).

Il percorso intrapreso da Eni per il progressivo trasferimento in Syndial delle principali attività di bonifica del gruppo rappresenta un elemento di mitigazione di tali rischi in ragione di un presidio centralizzato e tecnicamente qualificato della materia.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che introduce nel Codice Penale una nuova sezione separata (Titolo IV bis) dedicata ai delitti contro l'ambiente. La nuova legge ha ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali modificando anche l'art. 25 undecies del D.Lgs. 231/01 e ricomprendendo anche la violazione di parte di questi nuovi articoli. Eni ha intrapreso specifiche azioni per valutare gli impatti di questa normativa e identificare l'adeguatezza del modello organizzativo/operativo e di controllo vigente (es. formazione, revisione deleghe, adeguatezza del controllo ecc.).

In riferimento alla responsabilità dell'impresa sui reati ambientali inclusi nel D.Lgs. 231/2001, (rif. D.Lgs. 121/2011), per assicurare il controllo sulla possibilità di commissione di tali reati, Eni ha definito strumenti di controllo operativo per valutare i rischi e monitorare la corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili, in tema ambientale. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.

A livello internazionale, il 2015 è stato l'anno della COP21 (21^a Conferenza delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici), che si è tenuta a Parigi lo scorso dicembre. La COP21 si è conclusa positivamente con l'approvazione della decisione sull'Accordo di Parigi. L'Accordo è il migliore risultato che ci si potesse attendere alla vigilia e supera la suddivisione tra Paesi industrializzati e in via di sviluppo, chiamando tutti i 195 Paesi aderenti all'impegno comune (pur garantendo flessibilità ai Paesi meno avanzati) per perseguire uno sfidante obiettivo di decarbonizzazione. Il testo approvato dalla COP21 prevede infatti un obiettivo di limitazione della temperatura ben al di sotto dei 2°C rispetto all'era pre-industriale e il perseguimento di ogni sforzo per limitare tale crescita a 1,5°C.

L'Accordo di Parigi introduce nuovi schemi di mercato del carbonio e, nei prossimi anni, potrà dare ulteriore impulso alla diffusione del carbon pricing¹ a livello globale (al momento in UE e Kazakhstan le installazioni Eni sono già soggette a schemi di emission trading), favorendo la transizione verso le tecnologie e le fonti low carbon (gas naturale e rinnovabili) e riducendo le distorsioni competitive tra Paesi che hanno o meno in vigore tali schemi. Eni è attiva sul tema e nel corso del 2015 ha pubblicato insieme ad altre 5 major² del settore O&G un appello pubblico per la diffusione del carbon pricing a livello globale. Più in generale, al fine di ridurre i rischi e cogliere le opportunità legate alle evoluzioni in materia di Cambiamenti Climatici, Eni negli anni ha progressivamente migliorato le proprie performance (come testimoniato dalla riduzione di oltre un quarto delle emissioni dirette di GHG nel periodo 2010-14), avviato la conversione green di alcuni business e si è impegnata in diverse partnership internazionali sul tema: in particolare, Eni è tra i co-fondatori della "O&G Climate Initiative", una coalizione operativa finalizzata a trovare soluzioni concrete per ridurre le emissioni di CO₂ e porre le basi per un futuro low carbon in cui il gas naturale e le rinnovabili avranno un ruolo di primo piano.

Sempre in tema di emissioni di gas serra, ad aprile 2015, l'Euro-pa ha raggiunto un ulteriore accordo politico volto a rafforzare la propria politica post-2020 nel settore delle rinnovabili e dei trasporti sollecitando il passaggio ai biocarburanti avanzati che consentono una più efficace riduzione di emissioni GHG rispetto a quelli convenzionali, non entrano in competizione con la filiera agro-alimentare e non incoraggiano la distruzione di terreni ad alta biodiversità. La direttiva adottata entrerà in vigore dal 2017 e fissa target di riduzione per l'impiego di biocarburanti

1) Emission trading e carbon tax.

2) BP, BG group, Shell, Statoil, Total.

81607/469

di prima generazione promuovendo i biocarburanti advanced (seconda e terza generazione). Eni per rispondere ai nuovi criteri dettati dall'Europa, ha preferito produrre autonomamente la componente bio necessaria per la produzione sostenibile di biofuel, investendo nella nuova tecnologia di proprietà Ecofining e convertendo la prima raffineria tradizionale in una green refinery (Venezia).

Eni valuta e monitora inoltre il rischio idrico e gli effetti degli eventi naturali dei cambiamenti climatici al fine di identificare le migliori strategie di gestione idrica e di adattamento per l'ambiente e gli asset. La risorsa idrica è inclusa tra i nuovi 17 obiettivi del millennio definiti dall'ONU, pertanto una gestione sostenibile della stessa rientra tra i top risk, che a parere degli stakeholder, devono essere attenzionati nella gestione operativa ma che richiedono anche un posizionamento strategico.

La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. Nel 2014 sono state pubblicate le BAT (migliori tecniche disponibili) per la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE (IED), pertanto nel prossimo periodo l'autorità competente prevede di avviare l'iter di Riesame per le raffinerie con il rischio di assistere ad un ulteriore inasprimento delle prescrizioni associate ai Grandi Impianti di Combustione (GIC).

L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Con il D.Lgs. 46/2014 l'Italia ha recepito la direttiva IED (sulle emissioni degli impianti industriali). Nell'ambito di questa direttiva, a Luglio 2015, la Commissione Europea ha avviato un processo di consultazione tra gli Stati membri finalizzato alla stesura di un documento di Riferimento BAT specifico per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il nuovo Bref Hydrocarbon ha lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM). Ad integrazione, ad Ottobre 2015 è stata pubblicata la nuova Direttiva sui Medi Impianti di Combustione che regola le emissioni in atmosfera originate da impianti di capacità compresa tra 1-50MW che l'Italia dovrà recepire entro due anni.

Negli ultimi anni i principali siti di Eni si sono dotati di sistemi informatici in particolare per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni, e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme. Tali sistemi facilitano anche l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

La criticità della relazione ambiente-salute-comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate sul territorio; tale inte-

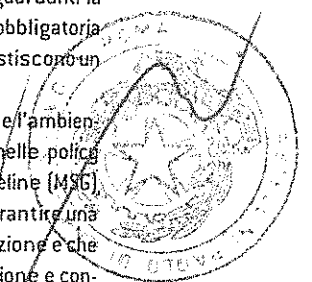
resse si è concretizzato in sede europea con l'elaborazione da parte della Commissione di una serie di nuove proposte normative, come il pacchetto sulla qualità dell'aria. In Italia, le autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

A luglio 2012 è stata pubblicata la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose che abroga e sostituisce la direttiva 96/82/CE con l'intento di allinearla al Regolamento (CE) n. 1272/2008 (Regolamento CLP). In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015 gli Stati membri devono adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un rischio significativo HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle politiche aziendali e declinate nella Management System Guideline (MSG) HSE. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. L'adozione

T
B
SL
R

Ne

81607/470

estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione della norma ISO 14001:2015 e della ISO 9001:2015 introduce una maggiore focalizzazione sul rischio, estendendone la gestione per i siti certificati, in maniera integrata all'ambiente, in funzione del contesto locale e di eventuali accordi volontari oltre che in materia di sostenibilità e gestione. L'impatto di tale adeguamento, migliorando la pianificazione ed i processi di controllo, che comporterà la revisione degli allegati HSE specifici, costituirà un valido strumento di miglioramento già nel triennio di adeguamento. Inoltre Eni si è dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società;
- certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit finalizzati alla verifica della sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo (upstream);
- audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti).

Eni pone particolare enfasi sulla sicurezza di processo e sull'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati. La nuova norma ISO 14001:2015 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta per limitare i danni in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. È emblematica l'azione di Eni in Nigeria, in cui, a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, oltre ad aumentare la sorveglianza diretta sono in corso progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft". Altrettanto tristemente emblematico è l'aumento, in Italia, di effrazioni sulla rete downstream, a partire dall'autunno 2014, in tal senso sono stati sperimentati positivamente, anche in Italia, sistemi di monitoraggio in remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, per favorire la tempestività e la qualità sito specifica degli interventi di contenimento (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni") e di riparazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta i settori di bu-

siness e Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di \$1,1 miliardi per incidenti offshore e \$1,5 miliardi per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1 miliardo per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; \$500 milioni nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente di Macondo verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti hanno avviato un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il Centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito di oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta inoltre sviluppando tecnologie proprietarie volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare; ad esempio il progetto di ricerca CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

A livello europeo è stata emessa il 12 giugno 2013 la direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza delle operazioni Oil & Gas offshore avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo. Le nuove disposizioni riguardano le installazioni offshore fisse e mobili, produttive o di perforazione, future ed esistenti. La concessione del titolo minerario è subordinata alla valutazione della capacità tecnica e finanziaria dell'operatore di far fronte a incidenti significativi e alle responsabilità legali che ne derivano. L'operatore deve elaborare un Rapporto sui Rischi Significativi per ogni fase

81607/472

rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica in sede di rilascio delle autorizzazioni delle attività esplorative e l'informazione pubblica per le attività successive.

Eni, in consorzio con le principali major, ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment Equipment" e con Oil Spill Response (OSRL) per lo stoccaggio di 5.000 mc di materiale antinquinamento. L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water. Eni ha inoltre definito specifiche procedure per l'identificazione, gestione e controllo di pozzi critici (HP/HT e deep water).

Inoltre Eni, in virtù del Memorandum of Understanding, siglato ad agosto 2012 con il Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e il Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS), sta contribuendo al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety" (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo.

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico di crescita insufficiente. L'andamento della domanda riflette in particolare la crisi del settore termoelettrico, penalizzato sia dalla scarsa dinamicità dell'attività produttiva sia dalla competizione da parte delle energie rinnovabili e del carbone, feedstock più economico del gas.

Nel 2015 i consumi di gas hanno registrato una ripresa su base normalizzata del 2,8% (9% includendo l'effetto climatico che riflette le temperature eccezionalmente miti del 2014) dovuta a una moderata crescita economica e a fattori contingenti, quali l'importante produzione idroelettrica del 2014. Guardando al futuro, il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento dei fondamentali che rimangono su livelli depressi e proietta un profilo di crescita della domanda sostanzialmente piatto in Italia e in Europa con volumi target al 2019 pari rispettivamente a circa 70 e 460 miliardi di metri cubi, con tassi d'incremento medi inferiori all'1%. L'offerta è prevista abbondante per effetto dell'entrata in esercizio di numerosi progetti GNL nell'area del Pacifico/Australia e negli Stati Uniti dove le enormi disponibilità di shale gas saranno valorizzate attraverso la riconversione di terminali di rigassificazione inattivi in impianti per l'export di GNL.

Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term con clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay) per preservare la redditività del business. Per effetto del round di rinegoiazioni finalizzate tra il 2013 e 2015, il portafoglio di approvvigio-

namento Eni è attualmente indicizzato per circa il 70% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti formule oil-linked, riducendo proporzionalmente il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d'acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con la conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in considerazione delle rigidità imposte dai vincoli minimi di prelievo dei contratti long-term con clausole di take-or-pay.

In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV) principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo, in forza della previsione statutaria che consente alle parti di rivedere periodicamente i termini essenziali del contratto per incorporare l'evoluzione del quadro competitivo.

L'esito delle rinegoiazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità di ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse.

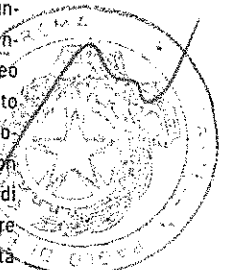
Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoiazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. L'andamento del costo oil-linked del gas nei mercati dove è ancora prevalente tale tipo di indicizzazione (ad es. Far East) tenderà a ridurre la redditività delle vendite internazionali di GNL a causa della riduzione dei margini d'arbitraggio.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti con termine residuo medio di circa 12 anni prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-

M

M



Ne

81607/utz

pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda. Inoltre, alla luce del trend ribassista dei prezzi delle commodity, Eni è esposta al rischio che il gas prepagato all'atto dell'utilizzo e del rigiro a conto economico possa avere un costo d'iscrizione superiore al costo medio corrente del portafoglio di approvvigionamento di Eni.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante debolezza della domanda e di offerta abbondante, forte pressione competitiva e i possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscano fattori di rischio potenziale per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay. Nel medio termine questo rischio sarà mitigato dalla riduzione degli impegni contrattuali d'acquisto dovuto alla scadenza di alcuni contratti.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Grazie agli esiti del più recente round negoziale e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,4 miliardi alla data del bilancio 2015. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui a fine 2015 saranno quasi completamente ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno attualmente diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno.

Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio. In tale ambito, l'Autorità introduce, con la delibera 447/2013/R/GAS, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine".

Tale meccanismo di compensazione, imperniato sul cosiddetto

APR (ammontare pro rinegoziazione), ha il duplice obiettivo da un lato di assicurare a tali operatori titolari di contratti di approvvigionamento long-term (tipicamente oil-linked) una graduale transizione al nuovo regime dei prezzi, compensando parte dei maggiori costi di approvvigionamento long-term non più recuperabili attraverso la tariffa, dall'altro di garantire i clienti tutelati nel caso di inversione di tendenza tra i prezzi spot del gas e le formule long-term nei tre anni successivi alla riforma. Il periodo di riferimento del Meccanismo APR è costituito dai tre anni termici 2014/2016.

L'importo iniziale della compensazione è stato definito dall'Autorità nel 2013 per ciascun operatore sulla base della documentazione presentata, considerando il differenziale tra il costo medio efficiente teorico dei contratti di lungo periodo (cd. Ptop) e il prezzo espresso dal mercato hub (riferimento TTF).

La curva di costo elaborata dall'Autorità, con riferimento all'anno termico 2013, restituiva una dinamica del costo di approvvigionamento, al variare del prezzo del greggio, molto simile a quella del portafoglio di Eni. Sulla base di tali evidenze, l'Autorità ha determinato (con riferimento ai volumi Eni ed ad una lettura forward delle formule di prezzo) una compensazione totale massima per il triennio di vigenza del meccanismo pari a +€160 milioni. La delibera prevede una regolazione finanziaria del corrispettivo con una proporzione, sui tre anni termici di riferimento, pari a 40/40/20%.

Il meccanismo prevede un processo di aggiornamento dell'APR nel triennio volto a confermare il valore inizialmente previsto, ovvero, in caso di inversione tra prezzo di approvvigionamento oil-linked e prezzo spot, a determinare una restituzione ai clienti finali fino a 3 volte l'importo inizialmente definito: circa €480 milioni.

A dicembre 2014 l'AEEGSI ha aggiornato l'indice di costo efficiente di approvvigionamento (Ptop2014) che applicato allo scenario 2014 con il Brent a circa 100 dollari/barile ha consentito di confermare la prima tranche del corrispettivo iniziale pari per Eni a circa €64 milioni rilevati nel bilancio 2014 (40% del valore della compensazione massima iniziale). Nel novembre 2015 con la delibera 556/2015/R/GAS, l'Autorità ha aggiornato l'indice di costo per il 2015 (Ptop2015) che ha portato a confermare l'ammontare stabilito della compensazione pari a €160 milioni, rilevato nel bilancio 2015 nella misura del 40% per ulteriori €64 milioni.

Considerato lo scenario corrente e le odierne quotazioni petrolifere depresse rimane il rischio nell'ultimo esercizio termico di applicazione del meccanismo di possibili ricadute sull'aggiornamento finale dell'indice Ptop.

Per questo motivo, quando a novembre 2016 l'Autorità procederà al terzo ed ultimo aggiornamento dell'indice Ptop per l'anno termico 2016, potrebbero verificarsi diversi scenari sulla base della interpretazione della delibera, con esito teorico finale compreso tra i due estremi per Eni: (i) conferma dell'ammontare della compensazione iniziale pari per Eni a €160 milioni (da rilevare nel bilancio 2016 in misura pari al residuo 20% per ulteriori €32 milioni); (ii) onere – nel triennio – fino all'importo massimo di €480 milioni, ai quali sarebbe da aggiungere la restituzione dei proventi contabilizzati nel 2014 e nel 2015 pari a circa €128 milioni. Quest'ultima ipotesi è remota.

In considerazione degli scenari futuri delle quotazioni petrolifere e dei prezzi degli hub e della circostanza che in fase di prima

Me

81607/473

applicazione attraverso la delibera 549/2014 l'AEEGS) non ha fornito elementi sufficienti ai fini delle modalità di aggiornamento della compensazione complessiva stabilita all'inizio del programma, Eni ha prudenzialmente impugnato la delibera 549/2014 eccependo l'incongruenza dei potenziali risultati e i connessi profili di legittimità.

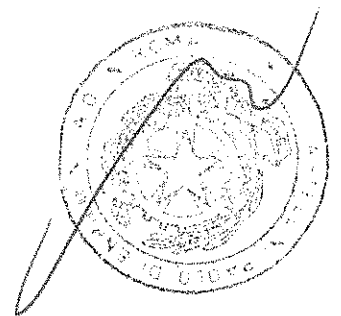
Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management.

Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili e potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

Gestione del rischio di cyber attack

Eni ha sviluppato piani di contingency al fine di continuare o ripristinare le operations in caso di interruzione, incidente o cyber attack ai sistemi informativi. L'impossibilità nel ripristinare o rimpiazzare capacità ad un determinato livello entro un arco temporale predefinito potrebbe prolungare l'impatto di eventuali interruzioni e inficiare in maniera rilevante sui business e sulle operations. Eni dispone di piani di gestione delle emergenze e della capacità di gestione delle emergenze a qualsiasi livello nell'ambito dello svolgimento delle proprie operations. In caso di non intervento o di intervento inappropriato da parte di Eni a fronte di crisi interne ed esterne, il business Eni e le proprie operations potrebbero essere severamente interrotte.



Pe

Evoluzione prevedibile della gestione

81607/44

Il quadro macroeconomico globale per il 2016 evidenzia rischi e incertezze a causa del rallentamento dell'attività produttiva in Cina, nell'Eurozona e nei Paesi esportatori di commodity. Il prezzo del petrolio dopo aver toccato i valori minimi degli ultimi tredici anni sotto i 30 \$/barile è previsto proseguire in un trend debole a causa degli squilibri strutturali del mercato gravato dalla sovrapproduzione e dalle incertezze sulle prospettive di crescita a medio lungo termine della domanda energetica. Sulla base di questo quadro macroeconomico la direzione aziendale ha rivisto al ribasso per tutti gli anni di piano il riferimento Brent utilizzato per la redazione del piano strategico 2016-2019: in particolare il riferimento Brent di lungo termine è stato ridotto a \$65 rispetto ai \$90 utilizzati per la redazione del piano precedente. Al fine di contrastare la penalizzazione del risultato operativo e del flusso di cassa atteso in E&P, il management ha pianificato misure incisive di ottimizzazione degli investimenti e contenimento dei costi operativi facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo della commodity. Nel settore Gas & Power il quadro competitivo si conferma sfidante a causa della debolezza della domanda energetica europea e dell'eccesso d'offerta. Il management intende proseguire la strategia di rinegoziazione dei contratti long-term per allineare le condizioni di fornitura all'evoluzione del mercato nonché massimizzare la redditività nei segmenti high-value (GNL, gas retail e trading). Nel settore Refining & Marketing lo scenario del margine di raffinazione è previsto in flessione rispetto al 2015, pur attestandosi su un livello remunerativo. In tale contesto le azioni di business si focalizzeranno sulla ottimizzazione dei processi e dei costi di raffinazione e sull'incremento della redditività delle attività di marketing.

Di seguito le previsioni del management per il 2016 su produzioni e vendite:

- **produzione di idrocarburi:** la produzione d'idrocarburi è prevista stabile sul livello medio 2015 per effetto degli avvii di nuovi giacimenti, in particolare in Norvegia, Egitto, Angola, Kazakhstan e Stati Uniti, e dei ramp-up degli avvii 2015 che assorbiranno i declini delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** in un contesto di crescita debole della domanda e di forte pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in flessione in linea con la prevista riduzione degli impegni contrattuali in acquisto. Il management intende mantenere le quote di mercato nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti facendo leva sullo sviluppo di offerte commerciali innovative, sui servizi integrati e sull'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio:** le lavorazioni sono previste in linea con il 2015 escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca completata il 30 aprile 2015;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** in un contesto di debole crescita della domanda e forte pressione competitiva, Eni intende mantenere i volumi e la quota di mercato Italia incrementando il valore della base clienti facendo leva sulla differenziazione dell'offerta, l'innovazione di prodotti e dei servizi e l'efficienza nella logistica e nell'attività commerciale.

Nel 2016 il management ha pianificato iniziative di riconfigurazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento, selezione dei temi esplorativi e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni d'investimento con conseguente riduzione attesa dello spending (-20% circa) a parità di cambio vs. 2015 in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine. Il management prevede che allo scenario di 50 \$/barile gli investimenti tecnici saranno finanziati al 100% con il flusso di cassa operativo. I costi operativi per boe sono previsti in riduzione dell'11% rispetto al 2015.

Leverage al di sotto del limite dello 0,30 grazie al closing dell'operazione Saipem e agli effetti dell'ottimizzazione della gestione industriale e della gestione di portafoglio che consentiranno di attenuare l'impatto negativo atteso dello scenario.

me

Altre informazioni

81607/475

Verdini

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice italiano pagamenti responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2015 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 62 giorni.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2015 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle

società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

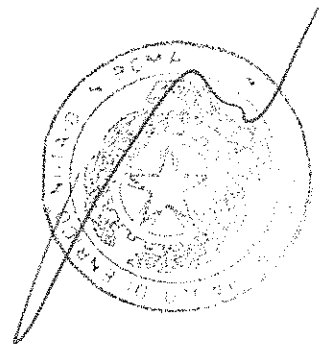
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

6/3/16



Ne

Performance integrate

81607/476

Principi di reporting

Il sistema di reporting di Eni è strutturato con una logica multicanale che prevede differenti livelli di approfondimento e differenti modalità comunicative per raggiungere in modo efficace, puntuale e immediato tutti gli stakeholder con i quali Eni si interfaccia. Proseguendo il suo impegno nella rendicontazione integrata, in continuità con lo scorso anno Eni ha inserito all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2015 un prospetto di indicatori di performance integrata: per ogni obiettivo strategico sono stati valorizzati gli indicatori più significativi di ciascun capitale impiegato da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) nella realizzazione della strategia aziendale.

Principi di reporting

Il presente prospetto è stato redatto facendo riferimento ai principi di equilibrio, comparabilità, accuratezza, tempestività, affidabilità e chiarezza (principi di rendicontazione), come definiti dal Global Reporting Initiative – GRI nelle "G4 Sustainability Reporting Guidelines".

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono stati raccolti su base annuale; la periodicità di rendicontazione è impostata secondo una frequenza annuale. Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati all'evoluzione delle performance di Eni.

I dati relativi agli anni 2013 e 2014 differiscono da quelli pubblicati in precedenza sia a causa delle variazioni di perimetro descritte nel paragrafo seguente sia per effetto del consolidamento dei dati che si sono resi disponibili dopo la pubblicazione dei documenti stessi. Per lo stesso motivo, i dati relativi all'anno 2015 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto.

Perimetro di reporting

Nel presente prospetto sono riportati gli indicatori di performance integrata del periodo 2013-2015. Le informazioni si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento interno coincide con quello del bilancio consolidato 2015, a eccezione di alcuni dati espressamente indicati. Quest'anno i dati sono presentati per l'intero triennio al netto del contributo di Saipem, a causa della cessione del 12,503% di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA avvenuta nel gennaio 2016, e di Versalis, per la quale al 31 dicembre 2015 è in corso di definizione un accordo con un partner industriale per la cessione di una quota di controllo. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni).

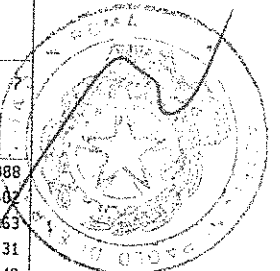
I dati dei dipendenti in servizio e i relativi KPI si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale e seguono la nuova segmental reporting di Eni. I periodi di confronto sono stati coerentemente ristabiliti.

ME

81607/014

Valorizzazione e aumento delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa nell'Upstream					
		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	10.475	10.524	10.234
	Opex per boe	(\$/boe)	8,3	8,4	7,2
	Cash flow per boe	(\$/boe)	31,9	30,1	20,1
Capitale produttivo	Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.535	6.602	6.890
	Vita utile residua delle riserve	(anni)	11,1	11,3	10,7
	Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	105	112	148
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	27,4	23,4	22,8
	- di cui CO ₂ eq da flaring		9,13	5,73	5,51
	Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(tonnellate di CO ₂ eq/kboe)	31,8	27,5	25,0
	Volume di idrocarburi inviati a flaring di processo	(milioni di metri cubi/giorno)	9,10	4,60	4,28
	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	1.728	936	1.146
	Acqua di formazione re-iniettata	(%)	55	56	56
Capitale sociale e relazionale	Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	53	63	71
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	2.370	2.016	2.088
	Domande di primo deposito brevettuale		8	15	8
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.352	12.681	12.728
	Dipendenti all'estero		8.219	8.147	8.156
	- di cui locali		6.476	6.441	6.266
	Dipendenti donne		2.442	2.462	2.453
	Numero di assunzioni		1.324	681	387
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,23	0,23	0,13
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	150	100	190
	N. risorse sottoposte a valutazione del potenziale durante l'anno/N. di fabbisogni pianificati nell'anno di riferimento	(%)	79	53	66
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)		65	62	63
	Spese in formazione	(€ milioni)	44,4	29,0	17,6

Redditività e generazione di cassa sostenibile nel settore Gas & Power					
		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	(622)	168	(126)
	Riduzione costi operativi	(%)	(10)	(15)	(28)
	Investimenti tecnici	(€ milioni)	229	172	154
Capitale produttivo	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	93,17	89,17	90,88
	Vendite di GNL		12,4	13,3	13,5
	Clienti in Italia	(milioni)	8,00	7,93	7,88
	Vendite di energia elettrica	(TWh)	35,05	33,58	34,88
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,3	10,1	10,6
	Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	408,78	410,67	410,09
	Energia elettrica prodotta (EniPower)	(TWh)	23,14	21,04	22,34
	Emissioni di NO _x /kWheq (EniPower)	(gNO _x eq/kWheq)	0,16	0,15	0,14
	Emissioni di SO _x /kWheq (EniPower)	(gSO _x eq/kWheq)	0,017	0,001	0,001
	Prelievi idrici / kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,017	0,017	0,015
Capitale sociale e relazionale	Grado soddisfazione clienti	(scala da 0 a 100)	80,0	81,4	85,6
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	56	43	7
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.791	4.469	4.388
	Dipendenti all'estero		2.550	2.437	2.402
	Dipendenti donne		1.537	1.411	1.363
	Numero di assunzioni		226	116	131
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,32	0,46	0,49
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	9	7	7
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	(%)	63	72	69
	Ore di formazione	(numero)	147.011	92.701	98.579
	Spese in formazione	(€ milioni)	1,9	1,2	1,9



De

81607/478

Risultati operativi e finanziari (bilancio consolidato) - settore termico e Marittimo					
		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	(472)	(65)	387
	Margine di break-even della raffinazione	(\$/bl)		6	5
	Investimenti tecnici nella raffinazione	(€ milioni)	462	362	282
Capitale produttivo	Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.386	6.220	5.846
	Capacità bilanciata di raffinazione	(migliaia di barili/giorno)	787	617	548
	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	66	78	95
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,2	5,3	5,1
	Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(a)	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	252,08	286,92	237,39
	Emissioni di SOx/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(a)	(tonnellate SO ₂ eq/kt)	0,53	0,32	0,29
	Emissioni di SOx	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	10,80	5,70	5,97
Capitale sociale e relazionale	Indice soddisfazione clienti	(scala likert)	8,1	8,2	8,3
	Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione	(numero)	29.863	24.081	23.628
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	839	662	648
	Domande di primo deposito brevettuale		6	16	4
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.469	5.823	5.234
	Dipendenti donne		1.176	1.045	911
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,05	0,89	0,80
	investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	43	31	27
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	(%)	48	40	51
	Ore di formazione	(numero)	244.279	163.321	157.321
	Spese in formazione	(€ milioni)	3,3	2,5	1,9

Focus sull'efficienza					
			2013	2014	2015
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	11.584	11.264	10.775
	Variazione del capitale di esercizio		121	2.148	4.450
	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		78.108	74.067	53.983
Capitale naturale	Consumo netto di fonti primarie (totale)	(tep)	11.675.939	10.606.496	10.910.143
	- di cui: Gas naturale		9.809.086	9.107.522	9.245.994
	- di cui: Prodotti petroliferi		1.767.269	1.423.944	1.572.924
	- di cui: Altri combustibili		99.583	75.030	91.225
	Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,54	1,67	1,62
	Energy Intensity Index (R&M)	(%)	76,0	77,8	79,9
	Prelievi idrici (totale)	(milioni di metri cubi)	1.193	1.037	872
Capitale umano	Giorni di assenza per infortunio sul lavoro - Forza lavoro (totale)	(numero)	4.418	3.988	2.312
	Contenziosi dipendenti (totali)		869	864	959
	Rapporto prevenzione/controversie dei contenziosi dipendenti (totale)		326/869	370/864	470/959

(a) L'indicatore è riferito alle lavorazioni delle sole raffinerie tradizionali.

81607/1479

Altre performance rilevanti					2013	2014	2015
Governance	Membri del CdA	(numero)	9	9	9	9	9
	- esecutivi		1	1	1	1	1
	- non esecutivi		8	8	8	8	8
	- indipendenti ^(a)		7	7	7	7	7
	- non indipendenti		2	2	2	2	2
	- membri di minoranze		3	3	3	3	3
	Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	17	26	27	27	27
Capitale umano	Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni		29	35	34	34	34
	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	29.176	28.597	28.246	28.246	28.246
	- uomini		21.672	21.227	20.992	20.992	20.992
	- donne		7.504	7.370	7.254	7.254	7.254
	Dipendenti all'estero locali per categoria professionale		10.510	10.442	9.975	9.975	9.975
	- di cui dirigenti		97	83	71	71	71
	- di cui quadri		1.849	1.883	1.869	1.869	1.869
	- di cui impiegati		6.150	6.181	5.902	5.902	5.902
	- di cui operai		2.414	2.295	2.133	2.133	2.133
	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	23,5	23,8	24,2	24,2	24,2
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	{infortuni/ore lavorate} x 1.000.000	0,43	0,33	0,19	0,19	0,19
	Indice di frequenza infortuni dipendenti	{infortuni/ore lavorate} x 1.000.000	0,28	0,29	0,21	0,21	0,21
	Indice di frequenza infortuni contrattisti	{infortuni/ore lavorate} x 1.000.000	0,49	0,35	0,18	0,18	0,18
	Fatality index della forza lavoro totale	{infortuni mortali/ore lavorate} x 100.000.000	0,00	1,08	0,39	0,39	0,39
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili dipendenti	{infortuni registrabili/ore lavorate} x 1.000.000	0,41	0,35	0,34	0,34	0,34
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili contrattisti	{infortuni registrabili/ore lavorate} x 1.000.000	0,90	0,75	0,43	0,43	0,43
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili forza lavoro	{infortuni registrabili/ore lavorate} x 1.000.000	0,75	0,62	0,40	0,40	0,40
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	205	143	239	239	239
	Ore di formazione	(migliaia di ore)	1.493	1.032	915	915	915
	Spese in formazione	(€ milioni)	54,63	37,15	27,51	27,51	27,51
Capitale sociale e relazionale	Spese per il territorio	(€ milioni)	100	96	97	97	97
	Fornitori utilizzati	(numero)	13.573	11.342	9.268	9.268	9.268
	Procurato totale	(€ milioni)	19.043	22.955	19.514	19.514	19.514
	Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani (totale)	(numero)	2.434	3.846	2.806	2.806	2.806
	Audit SA8000 effettuati (totale)		23	20	16 ^(b)	16	16
	Personale security Eni formato sui Diritti Umani		235	143	61	61	61
	Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani	(%)	83	95	85	85	85
Capitale intellettuale	Spese in R&S ^(c)	(€ milioni)	142	134	139	139	139
	Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	35	50	22	22	22
	- di cui depositi sulle fonti rinnovabili		21	17	11	11	11
	Brevetti in vita		3.644	3.056	3.162	3.162	3.162
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (totali)	{milioni di tonnellate di CO ₂ eq}	43,9	39,9	38,5	38,5	38,5
	Emissioni di NOx	{tonnellate di NO ₂ eq}	74.657	62.238	66.523	66.523	66.523
	Emissioni di SOx	{tonnellate di SO ₂ eq}	22.062	19.124	10.501	10.501	10.501
	Emissioni di NMVOC {Non Methan Volatile Organic Compounds}	{tonnellate}	39.060	22.664	17.227	17.227	17.227
	Emissioni di PST {Particolato Sospeso Totale}		2.103	1.578	1.763	1.763	1.763
	Numero totale di oil spill (> 1 barile)	(numero)	382	362	247	247	247
	Volume totale di oil spill (> 1 barile)	{barili}	7.764	15.562	16.450	16.450	16.450
	- da atti di sabotaggio		6.002	14.401	14.847	14.847	14.847
	- operativi		1.762	1.161	1.603	1.603	1.603
	Prelievi idrici totali	{milioni di metri cubi}	1.193	1.037	872	872	872
	- di cui acqua di mare		1.114	968	801	801	801
	- di cui acqua dolce		61	59	58	58	58
	- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo e superficie		18	10	13	13	13

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti i 6 dei 9 Amministratori in carica.

(b) Il dato include Audit SA8000 su 8 fornitori / sub-fornitori in Ecuador, Vietnam, Algeria, Ghana e 8 follow-up su Audit SA8000 svolti nel 2014 in Mozambico, Indonesia, Angola, Pakistan.

(c) Al netto dei costi generali e amministrativi.

Ne

81607/480

La trasparenza dei pagamenti effettuati ai Governi nell'esercizio dell'attività estrattiva

In materia di trasparenza dei pagamenti effettuati ai Governi nell'esercizio dell'attività estrattiva, Eni, oltre a proseguire nel suo supporto all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), si è attivata per raggiungere un maggior grado di trasparenza, in anticipo rispetto a quanto previsto dal Decreto Legislativo n.139 del 18.08.2015 che recepisce le disposizioni in materia della Direttiva 2013/34/UE [direttiva Accounting] relativamente ai pagamenti effettuati a partire dal 2016 oggetto di pubblicazione nel 2017. In particolare, ritenendo che il coinvolgimento attivo dei governi sia imprescindibile per un buon uso delle risorse estrattive, l'azienda ha preso contatti con tutte le controparti nei suoi contratti upstream per segnalare il suo impegno in materia di trasparenza e per richiedere il consenso alla pubblicazione di tasse, royalty e degli altri pagamenti previsti dallo Standard dell'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) e dalla Direttiva Europea. Pertanto sono di seguito rap-

presentati i pagamenti ("cash basis") effettuati nell'anno 2015 agli Stati (comprese le amministrazioni locali e altre agenzie statali) per i Paesi per i quali i relativi governi/ autorità locali/controparti governative hanno comunicato il loro consenso alla pubblicazione. I dati sono estratti dalla contabilità Eni e riguardano la parent company e le società controllate consolidate.

I pagamenti relativi alle iniziative petrolifere operate da Eni, se eseguiti anche per conto dei partners, sono riportati al 100%. Non sono riportati i pagamenti eseguiti dagli operatori per conto Eni nelle iniziative petrolifere dove Eni non è operatore.

Le categorie di pagamenti sono coerenti con quelle previste dallo Standard EITI e dalle Direttive Europee. I Paesi oggetto di disclosure contribuiscono con circa il 75% alla produzione Eni 2015 (80% includendo i due ulteriori paesi aderenti all'EITI riportati in tabella).

[€ migliaia]	Anno	Entitlement riconosciuto allo Stato	Entitlement riconosciuto a società di Stato	Imposte dirette	Royalty	Bonus	Fees	Altri pagamenti e benefici rilevanti	Investimenti ⁽¹⁾	Ricavi delle vendite di idrocarburi equity ⁽²⁾
Angola	2015		46.335	193.814	80.202		33	1.447	1.354.317	1.585.505
Australia	2015			4.390			520		14.620	91.657
Cina	2015			1.484			135		11.248	62.060
Cipro	2015							600	112.189	
Croazia	2015			4.607					2.597	36.958
Danimarca	2015									
Ecuador	2015			41.106 ^(a)				8.757	21.960	124.851
Gabon	2015						21	1.416	80.089	
Ghana	2015						1.388		203.428	
Indonesia	2015			27.669		39			732.705	165.603
Iraq	2015			15.843				11.647	481.312	576.265
Irlanda	2015								2.057	
Italia	2015				301.871		2.202	1.868	726.832	2.123.516
Kenia	2015						161		3.825	
Libia	2015		1.554.740	1.983.759	222.621			45.065	444.061	3.840.949
Myanmar	2015						901		5.529	
Nigeria	2015		11.277	163.789	168.537		9.681	28.664	451.078	1.559.178
Norvegia	2015			41.411			8.565		1.115.747	1.383.956
Olanda	2015			275						
Pakistan	2015			27.122	30.584		724		55.443	279.963
Portogallo	2015						523	160	3.589	
Regno Unito	2015			126.713			926		200.746	907.974
Rep. del Congo	2015	40.098	9.433	173.989	162.855		3.780		888.754	1.284.200
Russia	2015			1.439					55	
Timor Leste	2015	47.965		21.735	1.693		509		16.909	163.479
Ucraina	2015			98					13	
USA	2015			9.401	40.290		4.126		660.009	1.092.182
Vietnam	2015					451		563	16.080	
DATE EITI ^(1*)										
Kazakhstan	2014			343.922				(94.344) ^(b)		
Mozambico	2013-2014			53.280 ^(c)				301.132 ^(d)		

(*) Accrual basis.

(**) Si riportano i dati degli ultimi rapporti EITI pubblicati con riferimento ai paesi EITI.

(a) Include il pagamento di 33.136 migliaia di US Dollari per imposte di anni precedenti oggetto di contenzioso fiscale.

(b) Principalmente rimborso per VAT pari a 23.226.728 migliaia di Tenge relativo alla società Agip Caspian Sea BV Branch.

(c) Include imposte sui personale e ritenuta d'acconto su fornitori.

(d) Pagamento all'autorità fiscale del Mozambico dell'importo di 400.000 migliaia di US Dollari relativo all'imposta sulla cessione del 20,57% delle quote di Eni East Africa SpA.

Royalty pagate negli esercizi 2013-2015 in Italia

[€ migliaia]	2013	2014	2015
Royalty corrisposte ^(a)	298.383	327.187	301.871
- di cui allo Stato	138.302	149.454	126.172
- di cui alle Regioni	125.596	130.611	122.684
- di cui alla regione Basilicata	91.862	94.925	86.652
- di cui ai Comuni	34.486	47.123	53.015

(a) Il valore include Eni SpA (Exploration & Production), Enimed, Società Adriatica Idrocarburi e Società Ionica Gas.

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

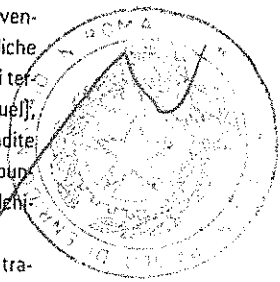
Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove

riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932).

Attività operative

- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Emissioni di NOx (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- **Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto



Handwritten signature or mark.

81607/182

sono anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O), idrofluorocarburi (HFC), per fluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF_6). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.

- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C . Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'istituzione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Con-

trattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.



81607/083

Bilancio consolidato 2015

118	Sintesi bilancio
126	Note al bilancio consolidato
220	Informazioni supplementari sull'attività G118 Gas previste dalla SEC
235	Attestazione del management
236	Relazione della Società di revisione

tylen

81607/484

Stato patrimoniale

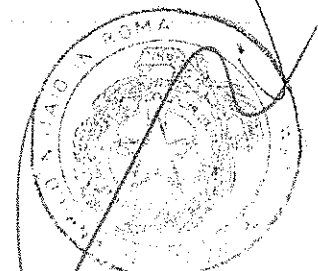
		31.12.2014		31.12.2015	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	6.614		5.200	
Attività finanziarie destinate al trading	(9)	5.024		5.028	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	257		282	
Crediti commerciali e altri crediti	(11)	28.601	1.973	20.950	1.944
Rimanenze	(12)	7.555		3.910	
Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	762		351	
Attività per altre imposte correnti	(14)	1.209		622	
Altre attività correnti	(15) (33)	4.385	43	3.639	50
		54.407		39.982	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(16)	71.962		63.795	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	1.581		909	
Attività immateriali	(18)	3.645		2.433	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(19)	3.115		2.619	
Altre partecipazioni	(19)	2.015		644	
Altre attività finanziarie	(20)	1.022	239	788	158
Attività per imposte anticipate	(21)	5.231		4.349	
Altre attività non correnti	(22) (33)	2.773	12	1.757	10
		91.344		77.294	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(34)	456		17.516	559
TOTALE ATTIVITÀ		146.207		134.792	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(23)	2.716	181	5.712	208
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(28)	3.859		2.671	
Debiti commerciali e altri debiti	(24)	23.703	1.954	14.615	1.521
Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	534		422	
Passività per altre imposte correnti	(26)	1.873		1.442	
Altre passività correnti	(27) (33)	4.489	58	4.703	91
		37.174		29.565	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(28)	19.316		19.393	
Fondi per rischi e oneri	(29)	15.898		15.266	
Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	1.313		1.056	
Passività per imposte differite	(31)	7.847		6.921	
Altre passività non correnti	(32) (33)	2.285	20	1.852	23
		46.659		44.488	
Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(34)	165		7.070	235
TOTALE PASSIVITÀ		83.998		81.123	
PATRIMONIO NETTO	(35)				
Interessenze di terzi		2.455		1.916	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)			(474)	
Altre riserve		57.343		59.026	
Azioni proprie	(581)			(581)	
Acconto sul dividendo	(2.020)			(1.440)	
Utile (perdita) dell'esercizio		1.291		(8.783)	
Totale patrimonio netto di Eni		59.754		51.753	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		62.209		53.669	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		146.207		134.792	



Conto economico

81607/485

(€ milioni)	Note	2013		2014		2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(38)						
Ricavi della gestione caratteristica		98.547	2.242	93.187	1.483	67.740	1.323
Altri ricavi e proventi		1.117	28	1.039	63	1.205	45
Totale ricavi		99.664		94.226		68.945	
COSTI OPERATIVI	(39)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		78.108	7.617	74.067	7.072	53.983	6.816
Costo lavoro		2.657	38	2.572	60	2.778	55
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(39)	(71)	68	145	208	(485)	96
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(39)	10.961		10.147		14.480	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		7.867		7.585		(2.781)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(40)						
Proventi finanziari		5.030	33	5.672	41	8.576	72
Oneri finanziari		(5.941)	(85)	(7.042)	(55)	(10.062)	(54)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4		24		3	
Strumenti finanziari derivati		(92)		165		160	
		(999)		(1.181)		(1.323)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(41)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		220		104		(452)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		5.863		365		576	
- di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa		3.359					
		6.083		469		124	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		12.951		6.873		(3.980)	
Imposte sul reddito	(42)	(9.055)		(6.681)		(3.147)	
Utile (perdita) netto - Continuing operations		3.896		192		(7.127)	
Utile (perdita) netto - Discontinued operations	(34)	1.063	672	658	821	(2.251)	130
Utile (perdita) netto		4.959		850		(9.378)	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		3.472		101		(7.680)	
- discontinued operations	(34)	1.688		1.190		(1.103)	
		5.160		1.291		(8.783)	
Interessenze di terzi:	(35)						
- continuing operations		424		91		553	
- discontinued operations	(34)	(625)		(532)		(1.148)	
		(201)		(441)		(595)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(43)						
- semplice		1,42		0,36		(2,44)	
- diluito		1,42		0,36		(2,44)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	(43)						
- semplice		0,96		0,03		(2,13)	
- diluito		0,96		0,03		(2,13)	



81607/486

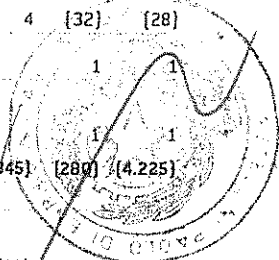
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2013	2014	2015
Utile (perdita) netto dell'esercizio		4.959	850	(9.378)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(35)	65	(82)	36
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(35)	(3)	3	
Effetto fiscale	(35)	(40)	22	(21)
		22	(57)	15
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(35)	(1.871)	5.008	4.534
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(35)	(64)	(77)	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(35)	(1)	7	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(35)	(198)	(167)	(256)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(35)		4	(9)
Effetto fiscale	(35)	63	30	66
		(2.071)	4.805	4.331
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(2.049)	4.748	4.346
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		2.910	5.598	(5.032)
Di competenza Ent:				
- continuing operations		1.501	4.779	(3.454)
- discontinuing operations	(34)	1.663	1.217	(1.049)
		3.164	5.996	(4.503)
Interessenze di terzi:				
- continuing operations		411	94	554
- discontinuing operations	(34)	(665)	(492)	(1.083)
		(254)	(398)	(529)

81607/427

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2012		4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	2.790	59.060	3.357	62.417
Utile dell'esercizio													5.160	5.160	(201)	4.959
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							18						18		7	25
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale							(1)						(1)		(2)	(3)
							17						17		5	22
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro							(1)	(1.640)		(171)			(1.812)	(59)	(1.871)	
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale					(62)								(62)			(62)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(1)								(1)			(1)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(138)								(138)	1	(137)	
					(138)	(63)	(1)	(1.640)		(171)			(2.013)	(58)	(2.071)	
Utile complessivo dell'esercizio					(138)	(63)	16	(1.640)		(171)			5.160	3.164	(254)	2.910
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,54 per azione a saldo dell'acconto 2012 di €0,54 per azione)										(829)	1.956	(3.083)	(1.956)			(1.956)
Acconto sul dividendo (€0,55 per azione)											(1.993)		(1.993)			(1.993)
Attribuzione del dividendo di altre società														(250)	(250)	
Destinazione utile residuo 2012									4.707		(4.707)					
Acquisto di interessenze di terzi relative a Tigaz Zrt							4							4	(32)	(28)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi															1	1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti															1	1
							4			3.878	(37)	(7.790)	(3.945)	(289)		(4.225)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(32)			(32)		32	
Diritti decaduti stock option										(13)			(13)			(13)
Altre variazioni										(24)			(24)	(16)		(40)
										(69)			(69)		16	(53)
Saldi al 31 dicembre 2013		4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049



Ne

81607/688

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2013	(35)	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049
Utile dell'esercizio													1.291	1.291	(441)	850
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)						(51)							(51)	(9)	(60)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessiva" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(35)						2							2	1	3
							(49)							(49)	(8)	(57)
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(35)						(1)		4.718		232			4.949	59	5.008
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(35)					(76)								(76)		(76)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(35)					6								6		6
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(35)				(130)									(130)	(7)	(137)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessiva" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(35)							5						5	(1)	4
					(130)	(70)	(1)	5	4.718		232			4.754	51	4.805
Utile complessivo dell'esercizio					(130)	(70)	(50)	5	4.718		232		1.291	5.996	(398)	5.598
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,55 per azione a saldo dell'acconto 2013 di €0,55 per azione)	(35)											1.993	(3.979)	(1.986)		(1.986)
Acconto sul dividendo (€0,56 per azione)	(35)											(2.020)		(2.020)		(2.020)
Attribuzione del dividendo di altre società															(49)	(49)
Destinazione utile residuo 2013											1.181		(1.181)			
Acquisto azioni proprie	(35)								(380)					(380)		(380)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi	(35)														1	1
										(380)	1.181	(27)	(5.160)	(4.386)	(48)	(4.434)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(62)		(62)		62	
Diritti decaduti stock option											(7)		(7)			(7)
Altre variazioni								(94)			97			3		3
								(94)			28			(66)	62	(4)
Saldi al 31 dicembre 2014	(35)	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	1.291	59.754	2.455	62.209

81607/489

No

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																	
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenza cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2014	(35)	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	1.291		59.754	2.455	62.209
Perdita dell'esercizio													(8.783)		(8.783)	(595)	(9.378)
Altre componenti della perdita complessiva																	
Componenti non riclassificabili a conto economico																	
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)						14								14	1	15
Riclassifica delle altre componenti della perdita complessiva relative alle discontinued operations	(34)						17						(17)				
	(35)						31						(17)		14	1	15
Componenti riclassificabili a conto economico																	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(35)						(1)	4.419		54					4.472	62	4.534
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(35)					(3)									(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(35)				(194)										(194)	3	(191)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti della perdita complessiva" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(35)						(9)								(9)		(9)
Riclassifica delle altre componenti dell'utile complessivo relative alle discontinued operations	(34)					4		(32)						28			
	(35)					(190)	(3)	(1)	(9)	4.387	54			28	4.266	65	4.331
Perdita complessiva dell'esercizio						(190)	(3)	30	(9)	4.387	54		(8.783)	11	(4.503)	(529)	(5.032)
Operazioni con gli azionisti																	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,56 per azione a saldo dell'acconto 2014 di €0,56 per azione)	(35)										2.020	(4.037)		(2.017)			(2.017)
Accanto sul dividendo (€0,40 per azione)	(35)										(1.440)			(1.440)			(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società																	
Destinazione utile residuo 2014										(2.746)		2.746				(21)	(21)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi	(35)									(2.746)	580	(1.291)		(3.457)	(20)	(3.477)	
Altri movimenti di patrimonio netto																	
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(28)			(28)	28		
Esclusione dall'area di consolidamento di società non significative e variazione interessenze di terzi										(7)				(7)	(10)	(17)	
Riclassifica riserve per acquisto di azioni proprie			(5.620)							5.620							
Altre variazioni							(18)			12				(6)	(8)	(14)	
			(5.620)				(18)			5.597				(41)	10	(31)	
Saldi al 31 dicembre 2015	(35)	4.005	959	581	(474)	8	(92)	180	8.407	(581)	48.972	(1.440)	(8.783)	11	51.753	1.916	53.669

Ne

81607/690

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2013	2014	2015
Utile (perdita) netto - Continuing operations		3.896	192	(7.127)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(39)	8.605	9.134	9.654
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(39)	2.356	1.013	4.826
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(41)	(220)	(104)	452
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.877)	(99)	(559)
Dividendi	(41)	(400)	(384)	(402)
Interessi attivi		(137)	(162)	(153)
Interessi passivi		685	687	667
Imposte sul reddito	(42)	9.055	6.681	3.147
Altre variazioni		(1.839)	864	588
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	431	1.557	1.228	
- crediti commerciali	(1.189)	1.969	4.910	
- debiti commerciali	720	(1.520)	(2.248)	
- fondi per rischi e oneri	(22)	(218)	70	
- altre attività e passività	181	360	490	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		121	2.148	4.450
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		15	12	1
Dividendi incassati		629	601	544
Interessi incassati		93	107	79
Interessi pagati		(917)	(857)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(8.933)	(6.671)	(4.294)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		9.132	13.162	11.181
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	(34)	1.894	1.948	722
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.026	15.110	11.903
- di cui verso parti correlate	(45)	(2.911)	(3.203)	(3.966)
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	(10.913)	(10.685)	(10.619)
- attività immateriali	(18)	(1.887)	(1.555)	(937)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)	(25)	(36)	
- partecipazioni	(19)	(292)	(372)	(228)
- titoli		(5.048)	(77)	(201)
- crediti finanziari		(978)	(1.289)	(1.103)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		50	669	(1.058)
Flusso di cassa degli investimenti		(19.093)	(13.345)	(14.146)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		514	97	373
- attività immateriali		16	8	86
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)	3.401		73
- partecipazioni		2.429	3.579	1.726
- titoli		36	57	18
- crediti finanziari		1.561	506	533
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		155	155	160
Flusso di cassa dei disinvestimenti		8.112	4.402	2.969
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(10.981)	(8.943)	(11.177)
- di cui verso parti correlate	(45)	(390)	(1.458)	(1.583)

me

81607/491

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2013	2014	2015
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(28)	5.418	1.916	3.376
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(28)	(4.720)	(2.751)	(4.466)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(23)	1.017	207	3.216
		1.715	(628)	2.126
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	1	1
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		1		
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(28)			
Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.949)	(4.006)	(3.457)	
Dividendi pagati ad altri azionisti	(250)	(49)	(21)	
Acquisto di azioni proprie			(380)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.510)	(5.062)	(1.351)
- di cui verso parti correlate	(45)	119	(99)	13
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		2	2	(13)
Disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations				(898)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(42)	76	122
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(2.505)	1.163	(1.414)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(8)	7.936	5.431	6.614
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(8)	5.431	6.614	5.200

Ne

81607/492

Note al bilancio consolidato

Nel bilancio consolidato 2015 il segmento operativo "Ingegneria & Costruzioni" e il business "Chimica", gestiti rispettivamente dalle società Saipem SpA (Eni 42,91%) e Versalis SpA (Eni 100%), sono stati rappresentati come "discontinued operations" in base alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5¹, poiché alla reporting date esiste il fermo impegno del management alla realizzazione di un piano di cessione, la cui realizzazione è stata considerata altamente probabile nel corso dei successivi 12 mesi, che determini la perdita del controllo dei due business con la previsione del mantenimento di una interessenza non di controllo. I risultati economici dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tale riclassifica. Per quanto riguarda Saipem, la dismissione è stata perfezionata il 22 gennaio 2016 con il closing del contratto di vendita del 12,503% del capitale sociale in mano Eni al Fondo Strategico Italiano (FSI) e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale tra Eni e FSI che ha ridisegnato la corporate governance di Saipem realizzando il controllo congiunto dei due paciscenti in forza del quale Eni procederà a deconsolidare la ex controllata dai propri conti con efficacia 1° gennaio 2016 valutando la partecipazione residua con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda il business chimico, Eni ha ricevuto una manifestazione d'interesse da parte di un potenziale acquirente di estrazione industriale per rilevare una quota di maggioranza di Versalis, società capofila del business chimico Eni, e sono in corso le trattative per arrivare a un accordo per la realizzazione di un piano industriale condiviso. La rappresentazione come "discontinued operations" di entrambi i business è motivata dalla dismissione da parte di Eni di due "major line of business". In base a tale accounting, i risultati dell'attività in corso di dismissione sono rappresentati separatamente dalle continuing operations e limitatamente ai soli rapporti con terze parti, continuando a essere operate le elisioni delle transazioni intercompany poiché al 31 dicembre 2015 Saipem e Versalis e le rispettive controllate sono a tutti gli effetti entità controllate di Eni e pertanto incluse nell'area di consolidamento. Tale modalità di rappresentazione delle attività in fase di dismissione comporta che, in presenza di importanti transazioni tra le discontinued operations e le continuing operations, i risultati delle continuing operations non rappresentano la relativa performance come se queste fossero entità standalone per via dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany. Nel caso di Saipem sono oggetto di elisione i costi da questa addebitati alle società del Gruppo Eni per le commesse intercompany di manutenzione e realizzazione di asset (impianti e altre infrastrutture). Viceversa nel caso di Versalis sono oggetto di elisione i ricavi relativi alla fornitura dei feedstock petroliferi e altre utilities di stabilimento da parte delle società del Gruppo, in particolare del settore Refining & Marketing, al business chimico Eni. Per quanto riguarda Saipem, si è proceduto al blocco degli ammortamenti delle attività non correnti dalla data di classificazione (1° novembre 2015, nel caso di Versalis la classificazione è riferita alla data di chiusura dell'esercizio); inoltre, i valori di libro del goodwill e degli attivi non correnti dei due disposal group sono stati rettificati per ope-

rare l'allineamento al minor valore espresso dal fair value alla reporting date, rappresentato rispettivamente dal prezzo di borsa per Saipem e dal fair value coerente con la transazione in corso di definizione per Versalis. Le informazioni economiche e patrimoniali delle discontinued operations sono riportate nella nota n. 34 – Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

❏ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")² 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. 38/05³. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione del Production Sharing Agreement.

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio al 31 dicembre 2015, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2016, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

❏ Principi di consolidamento

Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere controllate da Eni.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono

[1] I criteri di valutazione secondo le disposizioni dell'IFRS 5 sono indicati nella nota 3 "Criteri di valutazione – Attività destinate alla vendita e discontinued operations".

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

[3] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2015 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

81607/493

periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti⁴ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Interessenze in accordi a controllo congiunto

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

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

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota

di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto. Le partecipazioni in collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2015", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificate nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in joint venture e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁶.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, attribuendo l'eventuale differenza tra il costo sostenuto e la quota di interessenza nel fair value delle attività nette identificabili della partecipata in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo, sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile.

(4) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

(6) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

Ne

81607/694

rabile determinato adottando i criteri indicati al successivo punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le joint venture e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁷; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁸. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili. 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.

Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento. Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value⁹, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza¹⁰. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemen-

te detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta non è allineata al relativo fair value.

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

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹¹. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. In tali circostanze, la rilevazione a conto economico della riserva è effettuata nella voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è imputata a conto economico.

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

[7] Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

[8] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

[9] I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al successivo punto "Valutazioni al fair value".

[10] L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

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

81607/495

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2013	Cambi al 31 dicembre 2013	Cambi medi dell'esercizio 2014	Cambi al 31 dicembre 2014	Cambi medi dell'esercizio 2015	Cambi al 31 dicembre 2015
Dollaro USA	1,33	1,38	1,33	1,21	1,11	1,09
Sterlina inglese	0,85	0,83	0,81	0,78	0,73	0,73
Corona norvegese	7,81	8,36	8,35	9,04	8,95	9,60
Dollaro australiano	1,38	1,54	1,47	1,48	1,48	1,44
Forint ungherese	296,87	297,04	308,71	315,54	310,00	315,98

■ Criteri di valutazione

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

Attività mineraria¹²

Acquisizione di titoli minerari

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

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del

trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Produzione

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

Production Sharing Agreements e contratti di buy-back

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy-back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

Chiusura e abbandono dei pozzi

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

Attività materiali

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che

[12] Come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie", Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS.

81607/496

teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi per rischi e oneri"¹³.

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

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

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

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operations"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

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

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie su beni condotti in locazione sono ammortizzate lungo la vita utile delle migliorie stesse o il minore periodo residuo di durata della locazione tenendo conto dell'eventuale periodo di rinnovo se il suo verificarsi dipende esclusivamente dal conduttore ed è virtualmente certo. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle so-

stituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute. Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione 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 attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile 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 che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, e sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2015 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2016, le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

L'attualizzazione è effettuata 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. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questo settore rispetto a quella complessiva Eni, è stato definito uno specifico WACC sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività¹⁴. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. 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 dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quan-

[13] Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai business Refining & Marketing, Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai business Refining & Marketing, Chimica e Gas & Power.

[14] Il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni è stato determinato sulla base della quotazione di mercato sino alla qualificazione del settore come "discontinued operations" secondo le disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5; la successiva valutazione, in ottemperanza alle disposizioni dell'IFRS 5, è avvenuta al minore tra il valore di iscrizione e il relativo valore di mercato.

81607/497

do vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

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

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile¹⁵, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore¹⁶.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale quando sono rispettate tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati sono determinati in maniera attendibile; (ii)

esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero, attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui il concedente: (i) controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) controlla — attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo — qualsiasi interesse residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione. In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico¹⁷.

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

Contributi in conto capitale

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

Rimanenze

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

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo è la

[15] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

[16] 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.

[17] Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.

Ne

81607/498

velocità di giro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

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

Lavori in corso su ordinazione

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore dei lavori in corso su ordinazione nei limiti dei corrispettivi maturati; l'eventuale eccedenza è iscritta nelle passività. Le perdite delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie correnti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate al trading e da mantenersi sino alla scadenza.

Le attività finanziarie destinate al trading e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto¹⁸ afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie va-

lutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari"¹⁹ e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie non correnti").

Attività finanziarie non correnti

Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione²⁰ sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella 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. Le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option attivata al fine di ridurre l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico.

Quando le 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 ripristino²¹.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al

[18] Le variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita in valuta dovute a variazioni del tasso di cambio sono rilevate a conto economico.

[19] Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading". Differentemente, gli interessi attivi maturati su attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi finanziari".

[20] Per le partecipazioni in joint venture e collegate v. precedente punto "Metodo del patrimonio netto".

[21] 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.

netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono valutate con il metodo del costo ammortizzato (v. precedente punto "Attività finanziarie non correnti").

Strumenti finanziari derivati

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

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

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

I derivati impliciti in strumenti ibridi sono separati dal contratto principale e rilevati separatamente se lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con imputazione degli effetti a conto economico e se le caratteristiche e i rischi del derivato non sono strettamente collegati a quelli del contratto principale. La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

Compensazione di attività e passività finanziarie

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

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

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

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

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

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nella nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Ne

81607/500

Benefici per i dipendenti

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

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

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

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

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. precedente punto "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti all'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.

Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Non sono considerati ricavi i corrispettivi ricevuti o da ricevere per conto terzi.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

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

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

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate.

I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo

81607/501

attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi" del conto economico.

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

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

I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

Differenze cambio

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

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile; in particolare la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a parte-

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

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Attività destinate alla vendita e discontinued operations

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione. La verifica del rispetto delle condizioni previste per la classificazione di un item come destinato alla vendita comporta che la Direzione Aziendale effettui valutazioni soggettive formulando ipotesi ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni disponibili.

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

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Attività finanziarie non correnti - Partecipazioni", salvo che la stessa continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

nie

81607502

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

Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price). La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione. La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

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

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

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

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

Schemi di bilancio²²

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²³. 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 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 del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi 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 dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Modifica dei criteri contabili

Con il regolamento n. 2015/29 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stata omologata la modifica allo IAS 19 "Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipendente o da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempreché tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) siano indicati nelle condizioni formali del piano, (ii) siano collegati al servizio svolto dal dipendente e (iii) siano indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente). Con il regolamento n. 2015/28 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

I precedenti regolamenti di omologazione hanno previsto l'entrata in vigore delle modifiche ai principi contabili a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le sopra citate disposizioni sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2015. L'applicazione di tali disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

Le altre modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2015 non hanno prodotto effetti significativi.

Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione

[22] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2014 ad eccezione della presentazione del Gruppo Saipem e del Gruppo Versalis come discontinued operations. Gli effetti della presentazione come discontinued operations sono indicati nella nota n. 34 – Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

[23] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 37 – Garanzie, impegni e rischi – Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

81607/503

Svalutazioni

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs – v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.

Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività Oil & Gas.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Ne

81607/504

Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri, il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e rego-

lamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controverse e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Le rivalutazioni sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo per i piani a benefici definiti e a conto economico per i piani a lungo termine.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). La stima del margine di commessa atteso (future gross profit) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto.

to. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima fattura e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi oggetto di stima. I dati comunicati dai diversi operatori sono soggetti a conguaglio fino al quinto anno successivo a quello di competenza, coerentemente con la normativa applicabile, per tener conto delle informazioni definitive sui consumi effettivi.

Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 2015/2173 emesso dalla Commissione Europea in data 24 novembre 2015 è stata omologata la modifica all'IFRS 11 "Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in attività a controllo congiunto" (di seguito modifica all'IFRS 11), che disciplina il trattamento contabile da adottare alle operazioni di acquisizione dell'interesse iniziale o di interessenze addizionali in joint operation (senza modifica della qualificazione come joint operation) la cui attività soddisfa la definizione di business prevista dall'IFRS 3. In particolare, la quota acquisita nella joint operation è rilevata adottando le disposizioni previste per le operazioni di business combination applicabili a tali fattispecie, che includono ma non si limitano: (i) alla valutazione al fair value delle attività e passività identificabili, diverse da quelle per le quali è previsto un differente criterio di valutazione; (ii) alla rilevazione a conto economico dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione al momento del relativo sostenimento; (iii) alla rilevazione della fiscalità differita connessa alla rilevazione iniziale di attività (ad eccezione del goodwill) o passività in presenza di differenze temporanee tra valore contabile e fiscale; (iv) alla rilevazione del goodwill derivante dal differenziale tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette identificabili acquisite; (v) alla verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della cash generating unit alla quale è stato allocato il goodwill almeno annualmente o in presenza di impairment indicator. La modifica all'IFRS 11 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Con il regolamento n. 2015/2231 emesso dalla Commissione Europea in data 2 dicembre 2015 sono state omologate le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 "Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili" (di seguito modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38), in base alle quali è da considerarsi inappropriata l'adozione di una metodologia di ammortamento basata sui ricavi. Limitatamente alle attività immateriali, tale indicazione è considerata una presunzione relativa superabile solo al verificarsi di una delle seguenti circostanze: (i) il diritto d'uso di un'attività immateriale è correlato al raggiungimento di una predeterminata soglia di ricavi da produrre; o (ii)

quando è dimostrabile che il conseguimento dei ricavi e l'utilizzo dei benefici economici dell'attività siano altamente correlati. Le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Con il regolamento n. 2015/2406 emesso dalla Commissione Europea in data 18 dicembre 2015 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Iniziativa di informativa", contenenti essenzialmente chiarimenti in merito alle modalità di presentazione dell'informativa di bilancio, esplicitando il riferimento al concetto di significatività anche per le note al bilancio. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Con il regolamento n. 2015/2441 emesso dalla Commissione Europea in data 18 dicembre 2015 è stata omologata la modifica allo IAS 27 "Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato", che introduce la possibilità di utilizzare il metodo del patrimonio netto per la valutazione delle partecipazioni in controllate, joint venture e collegate nel bilancio separato. La modifica allo IAS 27 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Con il regolamento n. 2015/2343 emesso dalla Commissione Europea in data 15 dicembre 2015, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012-2014", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 28 maggio 2014, lo IASB ha emesso l'IFRS 15 "Revenue from Contracts with Customers" (di seguito IFRS 15), che disciplina il timing e l'ammontare di rilevazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione). In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita standalone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

In data 24 luglio 2014, lo IASB ha finalizzato il progetto di revisione del principio contabile in materia di strumenti finanziari con l'emissione della versione completa dell'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit losses); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

In data 11 settembre 2014, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28 "Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture" (di seguito modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28)

Na

816077506

che ha definito le modalità di rilevazione degli effetti economici connessi, principalmente, alla perdita del controllo di una partecipazione per effetto del suo trasferimento ad una realtà collegata o a una joint venture. Il 17 dicembre 2015 lo IASB ha pubblicato l'amendment che differisce l'entrata in vigore a tempo indeterminato delle modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28. In data 13 gennaio 2016 lo IASB ha emesso l'IFRS 16 "Leases" (di seguito IFRS 16) che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce al cliente (il lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali lessee; per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta la rilevazione di una attività, rappresentativa del diritto d'uso, e di una passività, rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto. Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei lessor, è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2019. In data 19 gennaio 2016 lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealised Losses", che: (i) confermano l'esistenza di una differenza temporanea deducibile in presenza di un valore di iscrizione di attività valutate al fair value inferiore alla base fiscale (ad es. un titolo a tasso fisso il cui fair value è inferiore al valore fiscalmente riconosciuto); (ii) prevedono la possibilità che il red-

dito imponibile futuro consideri, in presenza di adeguate evidenze che ne supportino la probabilità, il fatto che alcune attività aziendali siano recuperate ad un valore superiore a quello di iscrizione in bilancio. Tale circostanza può verificarsi in presenza di un titolo a tasso fisso, la cui valutazione al fair value alla data di riferimento del bilancio è inferiore al valore di rimborso, che l'impresa intende possedere sino alla maturity date e per il quale si aspetta di incassare i flussi di cassa contrattualmente previsti; (iii) specificano che i redditi imponibili futuri da considerare ai fini della rilevazione di un'attività per imposte anticipate non debbano includere le deduzioni fiscali emergenti alla data di annullamento delle stesse differenze temporanee deducibili; (iv) chiedono, quando un'impresa valuta la probabilità di conseguire redditi imponibili sufficienti nell'esercizio di annullamento delle differenze temporanee deducibili, di considerare eventuali limitazioni, poste dalla normativa tributaria, alle tipologie di redditi imponibili a fronte delle quali operare le deduzioni fiscali. Le modifiche allo IAS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 29 gennaio 2016 lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 7 "Disclosure Initiative", che rafforza gli obblighi di disclosure in presenza di variazioni, monetarie e non, di passività finanziarie. Le modifiche allo IAS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

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

Me

Attività correnti

81607/504

■ Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.200 milioni (€6.614 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 90 giorni per €3.289 milioni (€3.373 milioni al 31 dicembre 2014) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Disponibilità liquide ed equivalenti per €898 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

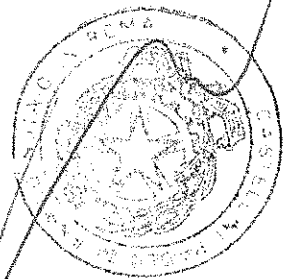
La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 8 giorni e il tasso di interesse medio è dello 0,25% (0,15% al 31 dicembre 2014).

■ Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.325	925
Altri titoli	3.699	4.103
	5.024	5.028

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Euro	4.996	3.906
Franco svizzero	12	524
Dollaro USA		272
Sterlina inglese	16	271
Dollaro canadese		36
Dollaro australiano		19
	5.024	5.028



me

81607/508

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

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	520	529	Baa2	BBB-
Spagna	190	198	Baa2	BBB+
Unione Europea	48	50	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	26	25	A1	AA-
Francia	23	23	Aa2	AA
Polonia	19	18	A2	A-
Germania	13	13	Aaa	AAA
Austria	13	12	Aaa	AA+
Canada	3	3	Aaa	AAA
Svezia	3	2	Aaa	AAA
Giappone	1	1	A1	A+
	859	874		
<i>Tasso variabile</i>				
Francia	49	49	Aa2	AA
Svezia	2	2	Aaa	AAA
	51	51		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	910	925		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.142	2.243	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.397	1.423	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Banca europea per gli investimenti	2	2	Aaa	AAA
	3.541	3.668		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	332	332	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	103	103	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	435	435		
Totale Altri titoli	3.976	4.103		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	4.886	5.028		

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	204	243
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	40	39
	244	282
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	6	
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	7	
	13	
	257	282

M

81607/509

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Euro	216	241
Dollaro USA	39	41
Rupia indiana	2	
	257	282

I titoli emessi da Stati Sovrani al 31 dicembre 2015 di €243 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Spagna	30	34	da 1,40 a 5,50	dal 2016 al 2021	Baa2	BBB+
Belgio	27	32	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Italia	27	27	da 0,65 a 5,75	dal 2016 al 2020	Baa2	BBB-
Portogallo	18	19	da 4,20 a 4,75	dal 2016 al 2019	Ba1	BB+
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Irlanda	17	19	da 0,80 a 4,50	dal 2019 al 2022	Baa1	A+
Polonia	16	19	da 4,50 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	A-
Slovacchia	15	16	da 1,50 a 4,20	dal 2016 al 2018	A2	A+
Islanda	14	15	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	Baa2	BBB
Finlandia	8	8	da 1,13 a 1,75	dal 2017 al 2019	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Slovenia	7	8	2,25	2022	Baa3	A-
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	7	7	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
	221	243				

Titoli quotati per €39 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2014) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating Aaa (Moody's) e AAA (S&P).

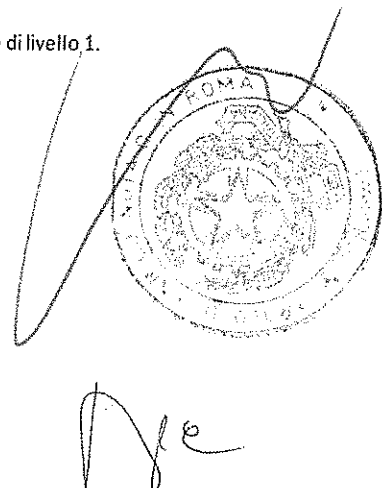
Titoli non strumentali all'attività operativa per €26 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I titoli strumentali all'attività operativa di €282 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2015
Effetto valutazione al fair value	13	(4)	9
Passività per imposte differite	(2)	1	(1)
Altre riserve di patrimonio netto	11	(3)	8

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.



81607/510

Crediti commerciali e altri crediti

[€ milioni]	31.12.2014	31.12.2015
Crediti commerciali	19.709	12.022
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	423	375
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	839	1.238
- non strumentali all'attività operativa	555	685
	1.817	2.298
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	86	33
- altri	6.989	6.597
	7.075	6.630
	28.601	20.950

Il decremento dei crediti commerciali di €7.687 milioni è riferito al settore Gas & Power per €4.462 milioni.

Crediti commerciali per €3.026 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.937 milioni (€2.353 milioni al 31 dicembre 2014):

[€ milioni]	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Crediti commerciali	1.674	581	(247)	(239)	1.769
Crediti finanziari	59			?	66
Altri crediti	620	46	(584)	20	102
	2.353	627	(831)	(212)	1.937

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €581 milioni (€518 milioni nel 2014) è riferito al settore Gas & Power per €549 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione e comprende, inoltre, l'accantonamento a copertura dei crediti stanziati per fatture da emettere del business retail Gas & Power per vendite di gas (€130 milioni) e di energia elettrica (€96 milioni) relative a precedenti esercizi. Eni ha adottato le necessarie azioni per mitigare il rischio controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €247 milioni (€154 milioni nel 2014) è riferito al settore Gas & Power per €177 milioni.

Al 31 dicembre 2015 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2016 per €743 milioni (€1.794 milioni nell'esercizio 2014 con scadenza 2015). Le cessioni 2015 hanno riguardato crediti commerciali del settore Gas & Power. Inoltre, operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2016 sono state poste in essere dalle discontinued operations per €37 milioni e, tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA, per €64 milioni.

I crediti commerciali al 31 dicembre 2015 comprendono: (i) i crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €771 milioni in riduzione rispetto al valore di €966 milioni al 30 giugno 2015 per effetto dei rimborsi ottenuti con la finalizzazione di diverse iniziative commerciali e di un accordo petrolifero con le controparti di Stato che ha definito, tra l'altro, modalità di recupero dei crediti commerciali scaduti. Nel corso del 2016 proseguono le azioni di recupero anche alla luce delle consolidate relazioni con le controparti governative; (ii) i crediti stanziati per fatture da emettere del business retail Gas & Power che sono stimati dal management utilizzando i dati comunicati dai gestori delle reti nazionali e locali, cui compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di rettifiche e conseguenti conguagli fino al quinto anno successivo. Nel 2015 è stata rilevata una revisione della stima di tali crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) e di energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi.

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

[€ milioni]	31.12.2014		31.12.2015	
	Crediti commerciali	Altri crediti	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	15.575	5.713	9.257	5.308
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.804	196	1.082	93
Crediti scaduti e non svalutati:				
- da 0 a 3 mesi	1.088	232	1.066	89
- da 3 a 6 mesi	550	105	106	501
- da 6 a 12 mesi	244	10	220	477
- oltre 12 mesi	448	819	291	162
	2.330	1.166	1.683	1.229
	19.709	7.075	12.022	6.630

81607/SH

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche ed enti di Stato italiani ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e verso clienti retail del settore Gas & Power.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.939 milioni (€8.066 milioni al 31 dicembre 2014). Crediti commerciali in moneta diversa dall'euro per €1.941 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.613 milioni (€1.262 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €1.126 milioni finanziamenti concessi a società joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€764 milioni al 31 dicembre 2014) e per €287 milioni depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€332 milioni al 31 dicembre 2014). L'incremento di €351 milioni comprende l'estensione dei finanziamenti alla CARDÓN IV SA per €411 milioni al fine di finanziarie pro quota (Eni 50%) gli investimenti di sviluppo e produzione di idrocarburi della società.

Crediti finanziari strumentali all'attività operativa per €149 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €685 milioni (€555 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) crediti relativi ai margini sui contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €457 milioni (€203 milioni al 31 dicembre 2014); (ii) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €209 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €197 milioni presso BNP Paribas e €11 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati.

Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per €31 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.329 milioni (€1.063 milioni al 31 dicembre 2014).

Nell'esercizio è stato completato l'incasso del credito da disinvestimento di €52 milioni outstanding al 31 dicembre 2014, corrispondente alle ultime rate del prezzo per la cessione del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di Stato kazakha KazMunayGas avvenuta nel 2012 nell'ambito di una transazione per la chiusura di un contenzioso sul cost recovery e materie fiscali. Il credito maturava interessi a tassi di mercato. Gli altri crediti di €6.597 milioni (€6.989 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono €773 milioni (€663 milioni al 31 dicembre 2014) relativi, tra l'altro, al recupero di costi di investimento di due progetti petroliferi del settore Exploration & Production per i quali sono stati attivati due procedimenti arbitrali che hanno portato all'emissione di un lodo parziale nel 2011 e di un lodo finale nel 2014 entrambi favorevoli, in uno degli arbitrati, e all'emissione di un lodo parziale favorevole nel 2013, nell'altro. Per quest'ultimo il lodo finale potrà essere emesso dal Collegio Arbitrale solo in caso di revoca del provvedimento restrittivo di una corte locale che impedisce il proseguimento di questo arbitrato e l'esecuzione del lodo parziale. I crediti di €91 milioni al 31 dicembre 2014 relativi a importi da ricevere da clienti gas somministrati a fronte dei volumi gas per i quali era maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di vendita a lungo termine sono stati incassati nell'esercizio.

Altri crediti per €590 milioni sono stati riclassificati alle discontinued operations.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti per attività di disinvestimento	86	33
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	4.837	4.656
- acconti per servizi	857	496
- compagnie di assicurazione	164	113
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	18	104
- per operazioni di factoring	140	90
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	47	27
- altri	926	1.111
	6.989	6.597
	7.075	6.630

I crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione comprendono crediti per €281 milioni (€207 milioni al 31 dicembre 2014) rilevati a fronte di passività per benefici definiti ai dipendenti (v. nota n. 30 – Fondi per benefici ai dipendenti).

I crediti per operazioni di factoring di €90 milioni (€140 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €5.909 milioni (€6.004 milioni al 31 dicembre 2014).

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e 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.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.



Ne

81607/512

Rimanenze

(€ milioni)	31.12.2014					31.12.2015				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	458	210		2.177	2.855	179	35		1.879	2.093
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	34	11		1	46	97			1	98
Lavori in corso su ordinazione			1.768		1.768			7		7
Prodotti finiti e merci	2.022	699		131	2.852	1.552	13		72	1.637
Certificati e diritti di emissione				34	34				75	75
	2.524	920	1.768	2.343	7.555	1.828	48	7	2.027	3.910

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.879 milioni (€2.177 milioni al 31 dicembre 2014) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.732 milioni e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture.

I certificati e diritti di emissione di €75 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2014) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €87 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2014) sono impegnate a garanzia del pagamento di servizi di stoccaggio. La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
2014								
Rimanenze lorde	8.126	(185)			26	271	(211)	8.027
Fondo svalutazione	(187)		(371)	57		(8)	37	(472)
Rimanenze nette	7.939	(185)	(371)	57	26	263	(174)	7.555
2015								
Rimanenze lorde	8.027	(635)			(8)	249	(3.469)	4.164
Fondo svalutazione	(472)		(86)	168	3	(10)	143	(254)
Rimanenze nette	7.555	(635)	(86)	168	(5)	239	(3.326)	3.910

La variazione dell'esercizio negativa per €635 milioni è riferita al settore Gas & Power per €377 milioni e al settore Refining & Marketing per €322 milioni ed è influenzata dalla flessione dei prezzi degli idrocarburi e da azioni di ottimizzazione dei quantitativi in giacenza, nonché, in aumento, al settore Exploration & Production per €64 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €86 milioni e €168 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €38 milioni e €148 milioni e riguardano, in particolare, le scorte di greggio e di prodotti petroliferi per effetto del progressivo allineamento del costo medio ponderato al valore di realizzo al 31 dicembre 2015.

Le altre variazioni di €3.326 milioni comprendono la riclassifica delle rimanenze nelle discontinued operations per €2.852 milioni.

Attività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Imprese italiane	472	174
Imprese estere	290	177
	762	351

Attività per imposte sul reddito correnti per €262 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

Le imposte sono indicate alla nota n. 42 – Imposte sul reddito.

Ne

Attività per altre imposte correnti

81607/513 23

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Iva	817	379
Accise e imposte di consumo	200	121
Altre imposte e tasse	192	122
	1.209	622

Attività per altre imposte correnti per €384 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

Altre attività correnti

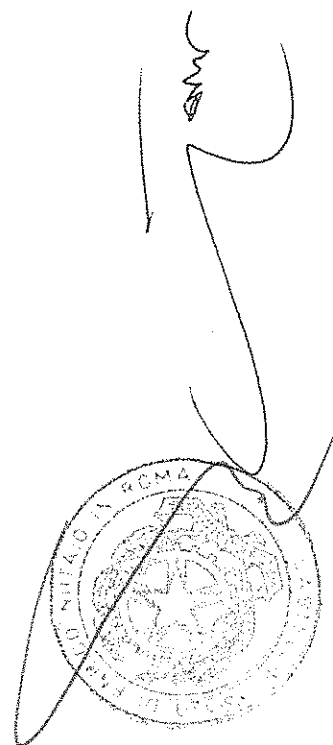
(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.299	3.220
Altre attività	1.086	419
	4.385	3.639

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €419 milioni (€1.086 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono: (i) l'ammontare che Eni prevede di recuperare a breve termine del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term. Tale voce residua in €108 milioni al 31 dicembre 2015 per effetto dei ritiri dei volumi sottostanti realizzati nel corso dell'esercizio che hanno consentito di ridurre di €388 milioni l'esposizione outstanding a fine 2014 di €496 milioni. I ritiri di gas sono avvenuti grazie alle azioni di ottimizzazione delle vendite eseguite nel corso dell'esercizio e alle flessibilità commerciali ottenute in virtù del round di rinegoziazioni finalizzate nel 2014. La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; (ii) risconti per prestazioni di servizio anticipate per €37 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2014); (iii) ratei e risconti per affitti e canoni per €18 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2014); (iv) risconti per premi assicurativi per €3 milioni (€36 milioni al 31 dicembre 2014).

Altre attività correnti per €182 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.



Ne

81607/514

Attività non correnti

Immobilì, impianti e macchinari

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
2014										
Terreni	667	7		(1)	2	(51)	(9)	615	642	27
Fabbricati	1.268	129	(126)	(20)	40	(80)	422	1.633	4.463	2.830
Impianti e macchinari	41.573	3.763	(7.850)	(1.141)	3.363	(3)	2.040	46.745	140.353	93.608
Attrezzature industriali e commerciali	450	129	(121)	(15)	21		126	590	2.099	1.509
Altri beni	365	70	(90)	(1)	17	(3)	100	458	2.159	1.701
Immobilizzazioni in corso e acconti	19.440	6.587		(362)	1.652	(1)	(5.395)	21.921	24.311	2.390
	63.763	10.685	(8.187)	(1.540)	5.095	(138)	2.284	71.962	174.027	102.065
2015										
Terreni	615	1			(13)	(98)	(97)	408	423	15
Fabbricati	1.633	32	(64)	(23)	16	(602)	(196)	796	3.053	2.257
Impianti e macchinari	46.745	5.226	(8.246)	(2.253)	3.212	(6.264)	1.581	40.001	139.732	99.731
Attrezzature industriali e commerciali	590	48	(84)	(1)	14	(197)	(45)	325	1.259	934
Altri beni	458	52	(88)	(427)	17	(37)	419	394	2.104	1.710
Immobilizzazioni in corso e acconti	21.921	5.260		(1.964)	1.701	(311)	(4.736)	21.871	25.978	4.107
	71.962	10.619	(8.482)	(4.668)	4.947	(7.509)	(3.074)	63.795	172.549	108.754

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2014	2015
Investimenti:		
- Exploration & Production	9.081	9.385
- Gas & Power	114	109
- Refining & Marketing	527	401
- Chimica	277	213
- Ingegneria & Costruzioni	582	550
- Corporate e Altre Attività	86	46
- Rettifiche per utili interni	(82)	(85)
	10.685	10.619

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €158 milioni (€156 milioni nel 2014) riferiti al settore Exploration & Production per €149 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,4% e il 5,3% (il 2,7% e il 5,3% al 31 dicembre 2014).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2014:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 15
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

81607/515

Le svalutazioni si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2014	2015
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	695	4.341
- Gas & Power	79	158
- Refining & Marketing	234	154
- Chimica	98	
- Ingegneria & Costruzioni	420	
- Corporate e Altre Attività	14	20
	1.540	4.668
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	134	1.673
- Gas & Power	27	38
- Refining & Marketing	69	38
- Chimica	33	
- Ingegneria & Costruzioni		
- Corporate e Altre Attività	4	2
	267	1.751
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	561	2.668
- Gas & Power	52	115
- Refining & Marketing	165	116
- Chimica	65	
- Ingegneria & Costruzioni	420	
- Corporate e Altre Attività	10	18
	1.273	2.917

Le svalutazioni commentate nella presente sezione non comprendono quelle relative alle discontinued operations pari a €1.235 (alle quali si aggiungono €455 milioni di attività immateriali ed €279 milioni di attività per imposte anticipate per un totale di €1.969 milioni) che sono state determinate in base alle disposizioni dello IFRS 5 che prevede per i disposal group l'allineamento dei net assets al minore tra il valore di libro e il relativo fair value per le quali si rinvia alla nota n. 34 – Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali delle continuing operations, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine esterna, quali il valore di libro dei net asset di Eni superiore alla capitalizzazione di borsa alla data di chiusura dell'esercizio, l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio Paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, ed interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. 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). In particolare, le cash generating unit delle continuing operations sono rappresentate: (i) nel settore Exploration & Production, dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota n. 18 – Attività immateriali), dalle centrali per la produzione di energia elettrica, dai gasdotti internazionali e da altre CGU minori; (iii) nel settore Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU 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 del settore Refining & Marketing e per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali e clean spark spread sulla vendita di energia elettrica (differenziale tra il prezzo di vendita dell'energia e il costo del fuel gas), normalizzati al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando

Me

81607/516

un tasso di crescita in termini nominali pari a zero [che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero] applicando eventualmente un fattore di normalizzazione al flusso di cassa della perpetuity per riflettere elementi di ciclicità del business; (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 in condizioni normali di mercato si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e sulle assunzioni interne relative all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2015, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili. Per il piano 2016-2019, sulle cui assunzioni è stato elaborato il test di impairment del bilancio 2015, il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di dicembre 2015 e nel gennaio 2016 per il breve medio termine e la view interna in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta per il lungo termine confrontata con le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti. Considerato che nella parte finale del 2015 e a inizio 2016 gli squilibri strutturali del mercato petrolifero si sono ulteriormente aggravati a causa del persistere dell'eccesso di offerta e del rallentamento della crescita globale con ricadute sulla domanda energetica, la direzione aziendale allineandosi ad un consensus di mercato conservativo ha rivisto al ribasso per tutti gli anni di piano il riferimento Brent utilizzato per la redazione del piano strategico 2016-2019: in particolare il riferimento Brent di lungo termine è stato ridotto a \$65 (in termini reali 2019) rispetto ai \$90 utilizzati per la redazione del piano precedente e per le valutazioni del bilancio 2014 (40, 50 e 60 dollari/barile rispettivamente negli anni intermedi).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio specifico del settore Gas & Power oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza del capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte).

Nel 2015 il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione è aumentato di 10 punti base rispetto al 2014 per effetto principalmente dell'aumento del beta Eni e dell'aumento dell'incidenza del costo dell'equity che riflette una struttura finanziaria e un leverage obiettivo determinati scontando l'uscita di Saipem e il rimborso dei finanziamenti intercompany. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e dalla marginale riduzione del costo del debito. I WACC adjusted 2015 evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio Eni di 6,5% a causa del sensibile incremento del rischio Paese in alcune aree di attività upstream. I WACC adjusted sono compresi tra il 5,5% e il 12% per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing; 5,4% per il settore Gas & Power.

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.

Nel 2015 il settore Exploration & Production ha registrato svalutazioni per complessivi €5.139 milioni (€3.466 milioni al netto degli effetti connessi alla fiscalità differita) a causa, principalmente, della revisione dello scenario prezzi delle commodity. Le svalutazioni hanno riguardato impianti e macchinari per €2.573 milioni, proved e unproved mineral interest per €1.768 milioni e goodwill per €161 milioni, ai quali si aggiungono svalutazioni di iniziative in joint venture per €455 milioni e crediti finanziari relativi a progetti di sviluppo delle riserve di idrocarburi per €182 milioni. Considerando la tipologia di asset, le svalutazioni hanno riguardato asset acquisiti in precedenti esercizi a seguito di business combination pari a circa il 41% del totale in particolare in Algeria, in Turkmenistan e in Congo, asset in aree a elevato costo pari a circa il 30% del totale in particolare in USA, in UK, in Norvegia e in Angola, asset con revisioni negative di riserve non più economiche ai prezzi correnti pari a circa il 13% che cumula svalutazioni abbastanza diffuse di ammontare individuale non significativo, asset finanziari pari a circa il 12% e infine per circa il 3% asset in paesi a elevato rischio politico. I WACC post-tax relativi alle svalutazioni superiori a €100 milioni relative a 13 CGU sono compresi in un range 5,5%-6,8% che si ridetermina rispettivamente nell'intervallo 8,7%-23,9% pre-tax.

Le svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di €154 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Nel settore Gas & Power sono state rilevate svalutazioni di €153 milioni relative alle centrali power in relazione alla revisione dei margini attesi sulla vendita di energia elettrica e vapore all'ingrosso e l'infrastruttura GreenStream a causa dell'aumento del tasso di sconto.

In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero e dell'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Queste ulteriori valutazioni sono state giudicate opportune anche in considerazione che, alla data di bilancio, il valore di libro dei net asset di Eni pari a €51,7 miliardi eccedeva di circa il 3% la capitalizzazione di borsa alla stessa data e che tale divario si è ampliato nei primi mesi del 2016 in coincidenza con l'accelerazione del trend ribassista del prezzo del petrolio. Al fine di stabilire il value-in-use di Eni il management ha identificato le CGU per le quali il valore di bilancio non esprime il fair value sottostante; tali CGU sono quelle relative alle proprietà Oil & Gas; per le altre CGU dei settori Gas & Power e Refining & Marketing si è assunto il valore di libro quale approssimazione del fair value considerata la sistematica applicazione dell'impairment test da parte di Eni, mentre i book value dei disposal group Ingegneria & Costruzioni e Chimica sono stati allineati al fair value. Il valore delle CGU Oil & Gas determinato ai fini dell'impairment test esprime un plusvalore (headroom) rispetto ai corrispondenti valori di libro di ammontare significativo allo scenario di prezzo di Eni. Si osserva che tale plusvalore non corrisponde a quello ottenibile in un ipotetico processo di vendita delle CGU Oil & Gas per il quale sarebbero valutate tipologie di risorse (contingent, esplorative, ecc.) che di norma non sono considerate nelle valutazioni di impairment. Sulla base di questa verifica che dimostra un valore recuperabile del Gruppo superiore al valore di libro dei net assets, il management ritiene che l'attuale sottovalutazione di Eni alle quotazioni correnti di borsa rispetto al patrimonio netto contabile sia imputabile alla forte penalizzazione che il settore oil sta registrando sui mercati finanziari a partire dai mesi finali del

81607/517

2015 e dai primi mesi del 2016 in funzione della discesa del prezzo del petrolio con il riferimento Brent al di sotto dei 30 dollari/barile, minimo degli ultimi tredici anni e dell'incertezza degli operatori sulle prospettive di recupero dei fondamentali del settore come evidenziato dal contesto di grande volatilità dei mercati azionari e delle commodity.

A tal riguardo, il management ha testato la tenuta dell'headroom complessivo delle proprietà Oil & Gas, selezionando un campione significativo che assicura un'importante copertura dell'headroom globale, a una variazione del 10% del prezzo del Brent lineare su tutti gli anni di piano e fino all'esaurimento della vita utile delle riserve di idrocarburi a parità di condizioni operative e ha concluso sulla sostanziale tenuta dell'headroom di Eni. È stato oggetto di analisi di sensitività anche il rischio Paese per la determinazione del WACC adjusted in relazione ad alcuni Stati particolarmente esposti al rischio di crisi finanziarie a seguito del crollo del prezzo del petrolio e a fattori di rischio geopolitico locale. In particolare, le proprietà Oil & Gas di Eni in Libia, Egitto, Iraq, Venezuela e Nigeria sono state testate con un tasso di sconto superiore di 100 b.p. rispetto al caso base, che per i paesi considerati si attesta di per sé su valori superiori al costo del capitale Eni, evidenziando la sostanziale tenuta dell'headroom. Infine per alcuni grandi progetti Oil & Gas è stata verificata la tenuta dell'headroom a ipotesi di ritardo nell'avvio/restart della produzione, ad esempio per Kashagan, senza conseguenze di rilievo sulla tenuta del valore di libro.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €4.947 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €5.146 milioni, sterlina inglese per €131 milioni e, in diminuzione, corone norvegesi per €344 milioni.

La riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita di €7.509 milioni è riferita per €7.436 milioni alle discontinued operations e per €73 milioni alle attività destinate alla vendita.

Le altre variazioni di €3.074 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione stima dei costi di abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €807 milioni e la riclassifica alle discontinued operations degli ammortamenti e delle svalutazioni 2015 riferite ai settori Ingegneria & Costruzioni e Chimica prima della loro classificazione come discontinued operations per €2.225 milioni.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valore Iniziale	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
2014					
Congo	1.119	(52)		147	1.214
Nigeria	711			112	823
Turkmenistan	490		(30)	64	524
Algeria	331		(3)	45	373
USA	137		(30)	16	123
Egitto	44		(13)	4	35
Altri paesi	35	(21)	(1)	(13)	
	2.867	(73)	(77)	375	3.092
2015					
Congo	1.214	(201)	(127)	135	1.021
Nigeria	823			85	908
Turkmenistan	524	(411)		52	165
Algeria	373	(386)	(22)	35	
USA	123		(20)	6	109
Egitto	35		(34)	8	9
	3.092	(998)	(203)	321	2.212

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €11.684 milioni e €14.260 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2015.

Il fondo svalutazione attività materiali per €3.375 milioni è stato riclassificato nelle discontinued operations.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €21 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €90 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2014).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €26 milioni (€58 milioni al 31 dicembre 2014) e riguardano stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per €26 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2014). Gli impianti di perforazione terra del settore Ingegneria & Costruzioni di €34 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2014) sono stati riclassificati alle discontinued operations.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 37 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 37 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Nce

81607/518

Attività materiali per settore di attività

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	129.331	147.553
- Gas & Power	5.985	6.169
- Refining & Marketing	17.355	17.629
- Chimica	6.070	
- Ingegneria & Costruzioni	13.657	
- Corporate e Altre Attività	2.201	1.854
- Rettifiche per utili interni	(572)	(656)
	174.027	172.549
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	72.677	89.945
- Gas & Power	4.000	4.287
- Refining & Marketing	12.895	13.288
- Chimica	4.877	
- Ingegneria & Costruzioni	6.041	
- Corporate e Altre Attività	1.749	1.436
- Rettifiche per utili interni	(174)	(202)
	102.065	108.754
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	56.654	57.608
- Gas & Power	1.985	1.882
- Refining & Marketing	4.460	4.341
- Chimica	1.193	
- Ingegneria & Costruzioni	7.616	
- Corporate e Altre Attività	452	418
- Rettifiche per utili interni	(398)	(454)
	71.962	63.795

📌 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €909 milioni (€1.581 milioni al 31 dicembre 2014) sono esposte al netto di un fondo svalutazione di €174 milioni (€453 milioni al 31 dicembre 2014), sono detenute da società italiane per €893 milioni (€1.566 milioni al 31 dicembre 2014) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Il Gruppo ha
in attività
di natura
di natura
di natura
di natura
di natura

7/2016

81607/519

Attività immateriali

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
2014										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	462	1.422	(1.564)		37		(50)	307	2.950	2.643
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	131	31	(75)		1		197	285	1.479	1.194
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	576	17	(117)	(2)			5	479	2.516	2.037
- Accordi per servizi in concessione	32	1	(1)					32	49	17
- Immobilizzazioni in corso e acconti	360	69					(250)	179	184	5
- Altre attività immateriali	169	15	(32)		2		12	166	2.299	2.133
	1.730	1.555	(1.789)	(2)	40		(86)	1.448	9.477	8.029
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.146			(51)	36		66	2.197		
	3.876	1.555	(1.789)	(53)	76		(20)	3.645		
2015										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	307	834	(959)		28		(21)	189	3.192	3.003
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	285	26	(74)		1	(31)	69	276	1.353	1.077
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	479	8	(116)	(1)		(4)	(5)	361	2.413	2.052
- Accordi per servizi in concessione	32		(2)				2	32	51	19
- Immobilizzazioni in corso e acconti	179	54				(7)	(91)	135	135	
- Altre attività immateriali	166	15	(30)		2	(1)	(26)	126	2.214	2.088
	1.448	937	(1.181)		30	(43)	(72)	1.119	9.358	8.239
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.197			(161)	34	(363)	(393)	1.314		
	3.645	937	(1.181)	(161)	64	(406)	(465)	2.433		

I costi capitalizzati nell'attività mineraria di €189 milioni (€307 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano essenzialmente il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente. Il flusso di investimenti dell'esercizio di €834 milioni (€1.422 milioni nell'esercizio 2014) accoglie i costi della ricerca mineraria ammortizzati interamente all'atto del sostenimento che ammontano a €826 milioni (€1.354 milioni nell'esercizio 2014) e costi di acquisizione di nuovi acreage esplorativi per €8 milioni (€68 milioni nell'esercizio 2014) principalmente nel Regno Unito e in Costa d'Avorio. Gli ammortamenti di €959 milioni (€1.564 milioni nell'esercizio 2014) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €143 milioni (€260 milioni nell'esercizio 2014).

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €276 milioni (€285 milioni al 31 dicembre 2014) sono riferiti ad Eni SpA per €250 milioni (€236 milioni al 31 dicembre 2014) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €361 milioni (€479 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €323 milioni (€423 milioni al 31 dicembre 2014) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria e per €15 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2014) le concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizi in concessione di €32 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) riguardano l'attività di distribuzione del gas all'estero. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €135 milioni (€179 milioni al 31 dicembre 2014) sono riferiti ad Eni SpA per €49 milioni (€79 milioni al 31 dicembre 2014) e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €126 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2014) accolgono la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €49 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2014).

La riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita di €406 milioni è riferita per €395 milioni alle discontinued operations e per €11 milioni alle attività destinate alla vendita.

ne

81607/520

Le altre variazioni di €465 milioni comprendono la riclassifica nelle discontinued operations degli ammortamenti e delle svalutazioni 2015 riferite ai settori Ingegneria & Costruzioni e Chimica prima della loro classificazione come discontinued operations per €467 milioni.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2014:

(%)	
Costi per attività mineraria	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 4
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €161 milioni (€51 milioni nell'esercizio 2014) sono riferite al settore Exploration & Production per effetto della revisione dello scenario prezzi delle commodity (v. commento alla nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari) e hanno riguardato la svalutazione del goodwill relativo all'acquisizione Burren Energy in Congo (2008) utilizzando WACC adjusted post-tax del 6,8% che si determina in 16,9% pre-tax e all'acquisizione First Calgary in Algeria (2008) determinata utilizzando WACC adjusted post-tax del 6,7% che si determina in 8,7% pre-tax.

Il saldo finale della voce goodwill di €1.314 milioni (€2.197 milioni al 31 dicembre 2014) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.525 milioni (€2.353 milioni al 31 dicembre 2014). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
- Gas & Power	1.025	1.025
- Ingegneria & Costruzioni	747	
- Exploration & Production	323	196
- Refining & Marketing	102	93
	2.197	1.314

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Il valore recuperabile del goodwill è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU alle quali è allocato, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa si rinvia alla nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari.

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	190	190
- di cui Mercato Gas Europeo	188	188
	1.025	1.025

Nel settore Gas & Power il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale l'Acam Clienti SpA perfezionata nel 2014 con la rilevazione di €32 milioni di goodwill. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo di €188 milioni è quello riveniente dall'acquisizione delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio che costituiscono due CGU standalone. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro delle due CGU.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro delle CGU Gas & Power compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso. Tale stima ha considerato i flussi di cassa delle CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio Paese pari rispettivamente al 5,2% per l'Italia e al 5,8% per l'Europa. 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.

81607/521

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €1.467 milioni si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 57% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 8,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 14%.

Il goodwill del settore Exploration & Production residua in €196 milioni dopo le svalutazioni effettuate nel 2015 per effetto della revisione dello scenario delle commodity ed è riferito alle business combination Lasmo e Liverpool Bay. Nel settore Refining & Marketing (€93 milioni), il goodwill riguarda per €76 milioni reti di stazioni di servizio acquisite in esercizi recenti in Austria le cui prospettive di redditività sono invariate rispetto all'esercizio precedente.

Partecipazioni

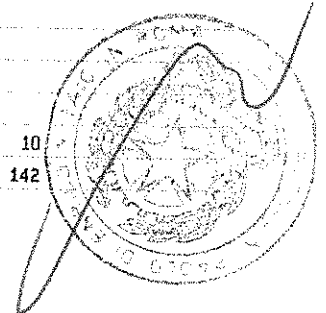
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
2014										
Partecipazioni in imprese controllate	201	5	(2)	27	(10)	(19)	3	18	(27)	196
Partecipazioni in joint venture	1.068	51	(20)	133	(18)	(98)		38	61	1.215
Partecipazioni in imprese collegate	1.884	316	(461)	55	(58)	(78)		189	(143)	1.704
	3.153	372	(483)	215	(86)	(195)	3	245	(109)	3.115
2015										
Partecipazioni in imprese controllate	196	8		66	(17)	(92)	15	17	(22)	171
Partecipazioni in joint venture	1.215	93	(8)	56	(37)	(28)		69	(211)	1.149
Partecipazioni in imprese collegate	1.704	124		24	(537)	(22)		167	(161)	1.299
	3.115	225	(8)	146	(591)	(142)	15	253	(394)	2.619

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €225 milioni riguardano essenzialmente aumenti di capitale di joint venture e società collegate impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Angola LNG Ltd (€123 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto 13,6%); (ii) PetroJunin SA (€40 milioni) impegnata nello sviluppo di un giacimento a olio pesante in Venezuela.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2014			31.12.2015		
(€ milioni)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Eni BTC Ltd	22	17	100,00	59	90	100,00
- PetroJunin SA	3		40,00	29		40,00
- United Gas Derivatives Co	32	36	33,33	20	21	33,33
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	9	10	49,00	11	8	49,00
- Unión Fenosa Gas SA	42	23	50,00		13	50,00
- CARDÓN IV SA	28		50,00			
- Unimar Llc	19	46	50,00			
- Petromar Lda	14		70,00			
- PetroSucre SA	6	29	26,00			
- Altre	40	34		27	10	
	215	195		146	142	



Handwritten signature.

81607/522

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2014		31.12.2015	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- Angola LNG Ltd	34	13,60	469	13,60
- PetroSucre SA			66	26,00
- Unión Fenosa Gas SA			25	50,00
- Unimar Lic			7	50,00
- CARDÓN IV SA			3	50,00
- Westgasinvest Lic	6	50,01	2	50,01
- South Stream Transport BV	20			
- Altre	26		19	
	86		591	

La minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto della partecipata Angola LNG Ltd di €469 milioni (€34 milioni nel 2014) è riferita principalmente alla svalutazione per impairment degli asset relativi all'impianto di liquefazione (€433 milioni) in funzione della revisione al ribasso dello scenario dei prezzi delle commodity nonché, dai costi di pre-produzione e dai costi operativi di avvio dell'impianto.

Le differenze di cambio da conversione di €253 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€222 milioni).

Le altre variazioni di €394 milioni comprendono la riclassifica di €322 milioni nelle discontinued operations.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2015 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2015" che costituisce parte integrante delle presenti note.

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

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	115	34.000.000	100,00	96	34.000.000	100,00
- Altre ^(*)	81			75		
	196			171		
Imprese In Joint venture:						
- Unión Fenosa Gas SA	577	273.100	50,00	503	273.100	50,00
- PetroJunín SA	93	44.424.000	40,00	174	44.424.000	40,00
- CARDÓN IV SA	146	8.605	50,00	160	8.605	50,00
- Etería Parohis Aerioú Thessalonikis AE	111	99.396.500	49,00	109	94.839.500	49,00
- Unimar Lic	58	50	50,00	57	50	50,00
- Etería Parohis Aerioú Thessalias AE	44	38.445.008	49,00	43	35.652.008	49,00
- PetroBicentenario SA	4	40.000	40,00	27	40.000	40,00
- Petromar Lda	42	1	70,00			
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	31	8.720.000	50,00			
- Altre ^(*)	109			76		
	1.215			1.149		
Imprese collegate:						
- Angola LNG Ltd	1.226	1.471.803.666	13,60	1.015	1.591.200.000	13,60
- PetroSucre SA	171	5.727.800	26,00	123	5.727.800	26,00
- United Gas Derivatives Co	102	950.000	33,33	113	950.000	33,33
- Novamont SpA	77	6.667	25,00			
- Rosetti Marino SpA	31	800.000	20,00			
- Altre ^(*)	97			48		
	1.704			1.299		
	3.115			2.619		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 44 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori contabili delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di €146 milioni riferito a Unión Fenosa Gas SA.

81607/523

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €137 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2014) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	90	93
VIC CBM Ltd	25	29
Société Centrale Electrique du Congo SA	9	8
Altre	34	7
	158	137

Altre partecipazioni

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
2014									
Imprese controllate	14						14	14	
Imprese collegate	13		(2)		3	(2)	12	12	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	2.770		(805)	(221)			1.744	1.744	
- valutate al costo	230		(5)		22	(2)	245	248	3
	3.027		(812)	(221)	25	(4)	2.015	2.018	3
2015									
Imprese controllate	14	3				8	25	26	1
Imprese collegate	12				1	(3)	10	10	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	1.744		(1.425)	49			368	368	
- valutate al costo	245		(10)		21	(15)	241	244	3
	2.015	3	(1.435)	49	22	(10)	644	648	4

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate al fair value o al costo rettificato per perdite di valore se il fair value non è determinabile in modo attendibile.

Le cessioni e i rimborsi delle partecipazioni valutate al fair value di €1.425 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €144 milioni e riguardano essenzialmente la cessione dell'8% di Galp Energia SGPS SA (intera quota posseduta) per €560 milioni e la cessione del 6,03% di Snam SpA per €865 milioni in forza dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori delle obbligazioni convertibili.

La cessione di Galp è stata eseguita attraverso collocamenti presso investitori istituzionali e cessioni spot in due tranches: (i) nel primo semestre n. 33.212.922 azioni ordinarie, pari a circa il 4,01% del capitale sociale con un incasso di €333 milioni corrispondenti al prezzo medio di €10,9 per azione e una plusvalenza di conto economico di €52 milioni; (ii) il 24 novembre 2015 la residua partecipazione pari a n. 33.124.670 azioni ordinarie, circa il 3,99% del capitale sociale, attraverso un unico accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali per il corrispettivo di €325 milioni, prezzo unitario di €9,81 per azione, con una plusvalenza da realizzazione di fair value a conto economico di €46 milioni.

La cessione di Snam ha riguardato n. 211.002.719 azioni ordinarie, pari a circa il 6,03% del capitale sociale, per le quali è stata esercitata l'opzione di conversione del prestito obbligazionario emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016. L'incasso è stato di €911 milioni corrispondenti al prezzo di conversione di €4,32 per azione e una plusvalenza da realizzazione di fair value a conto economico di €46 milioni. Alla data di bilancio Eni possiede una partecipazione residua in Snam di n. 77.680.883 azioni, pari al 2,22% del capitale sociale, di cui 62.789.570 azioni non ancora oggetto di conversione e iscritte al prezzo di borsa di €4,83 per azione per complessivi €303 milioni e 14.891.313 azioni oggetto di conversione, ma non ancora di settlement, iscritte al prezzo di conversione di €4,32 per azione per complessivi €65 milioni. Nel mese di gennaio 2016 quasi tutti gli obbligazionisti hanno esercitato il diritto di conversione.

La valutazione al fair value di €49 milioni è riferita alle partecipazioni in Snam SpA. La valutazione al fair value è stata rilevata a conto economico in applicazione delle fair value option prevista dallo IAS 39 poiché relativa ad azioni a servizio di bond convertibili. La fair value option è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value con contropartita a conto economico dell'opzione implicita nel prestito obbligazionario convertibile che hanno dato luogo alla rilevazione di un provento di €33 milioni che riflette in particolare l'approssimarsi della scadenza del bond.

Il valore di mercato della partecipazione Snam SpA è determinato sulla base delle quotazioni di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

81607/524

Il valore netto delle altre partecipazioni di €644 milioni (€2.015 milioni al 31 dicembre 2014) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2014			31.12.2015		
(€ milioni)	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate ^(*)	14			25		
Imprese collegate	12			10		
Altre imprese:						
- Snam SpA	1.184	288.683.602	8,25	368	77.680.883	2,22
- Nigeria LNG Ltd	97	118.373	10,40	109	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	60	213.995.164	10,99	60	213.995.164	10,99
- Galp Energia SGPS SA	560	66.337.592	8,00			
- Altre ^(*)	88			72		
	1.989			609		
	2.015			644		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 46 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	946	711
Titoli strumentali all'attività operativa	76	77
	1.022	788

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €385 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2014):

	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Fondo svalutazione crediti finanziari	134	240	15	(4)	385

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €711 milioni (€946 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€458 milioni), Gas & Power (€152 milioni) e Refining & Marketing (€2 milioni). I finanziamenti sono concessi a società joint venture e collegate per €158 milioni (€218 milioni al 31 dicembre 2014).

Crediti finanziari strumentali all'attività operativa per €70 milioni sono stati riclassificati alle discontinued operations.

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari di €240 milioni comprendono la svalutazione di crediti per €182 milioni concessi dal settore Exploration & Production per la realizzazione di un progetto in Nigeria in funzione della revisione dello scenario prezzi delle commodity.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €611 milioni (€791 milioni al 31 dicembre 2014).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €416 milioni (€516 milioni al 31 dicembre 2014).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €734 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0% e il 2,7% (0,2% e 2,7% al 31 dicembre 2014).

I titoli di €77 milioni (€76 milioni al 31 dicembre 2014) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €70 milioni da Stati Sovrani (€69 milioni al 31 dicembre 2014) e per €7 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2014). Titoli per €23 milioni (€20 milioni al 31 dicembre 2014) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

81607/525

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	23	23	25	da 0,75 a 5,75	dal 2016 al 2025	Baa2	BBB-
Spagna	15	14	15	da 1,40 a 4,30	dal 2019 al 2020	Baa2	BBB+
Irlanda	9	8	9	da 4,40 a 4,50	dal 2018 al 2019	Baa1	A+
Polonia	3	2	3	4,20	2020	A2	A-
Slovenia	2	2	2	4,13	2020	Baa3	A-
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	6	6	6		2016	Baa2	BBB-
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Mozambico	3	3	3		dal 2017 al 2019	B2	B-
Totale Stati Sovrani	70	67	72				
Banca Europea per gli Investimenti	7	8	8		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
	77	75	80				

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a €1 milione (€4 milioni al 31 dicembre 2014).

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.113 milioni (€3.915 milioni al 31 dicembre 2014).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Attività per imposte anticipate	8.531	1.827	(1.436)	544	(610)	8.856
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	(3.300)	(1.420)	4	(49)	258	(4.507)
	5.231	407	(1.432)	495	(352)	4.349

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €1.980 milioni (€2.929 milioni al 31 dicembre 2014) a Eni Spa e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale e sono state stanziare sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

I decrementi delle attività per imposte anticipate di €1.436 milioni comprendono l'ammontare relativo alla riduzione dell'aliquota d'imposta sul reddito delle società italiane dal 27,5% al 24%²⁴ (€523 milioni).

Gli incrementi del fondo svalutazione delle attività per imposte anticipate di €1.420 milioni comprendono la svalutazione delle imposte differite attive da parte delle società estere del settore Exploration & Production per effetto scenario (€1.058 milioni) e la svalutazione delle imposte differite attive delle imprese italiane in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€362 milioni).

Le altre variazioni di €352 milioni comprendono le attività per imposte anticipate riclassificate nelle discontinued operations per €541 milioni.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 31 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 42 – Imposte sul reddito.

[24] A decorrere dal 1° gennaio 2017 la Legge 208/2015 – Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2016) ha fissato l'aliquota Ires nella misura del 24% anziché del 27,5%.

81607/526

Altre attività non correnti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana	864	44
- per crediti d'imposta sul reddito	94	63
- per interessi su crediti d'imposta	958	107
- Amministrazioni finanziarie estere	265	287
	1.223	394
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	636	567
- altri	153	45
	789	612
Fair value su strumenti finanziari derivati	196	218
Altre attività	565	533
	2.773	1.757

Il decremento dei crediti d'imposta sul reddito di €820 milioni comprende il decremento relativo a Eni SpA per €854 milioni e riguarda principalmente rimborsi e cessioni pro soluto di crediti d'imposta, comprensivi degli interessi, tramite operazioni di factoring al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria, in particolare: (i) €510 milioni relativi al riconoscimento degli effetti dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla Legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax); (ii) €93 milioni relativi a istanze di rimborso per i periodi di imposta precedenti alla data di entrata in vigore dell'art. 2 del D.L. 201/2011 che ha consentito a decorrere dal 2012 la deducibilità integrale, ai fini IRES e dell'addizionale (cosiddetta Robin Tax), della quota di IRAP relativa al costo lavoro.

I crediti per attività di disinvestimento di €567 milioni (€636 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono: (i) il credito di €463 milioni (€401 milioni al 31 dicembre 2014) relativo alla cessione nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunayGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che attuarono il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data in cui la produzione raggiungerà il livello commerciale target concordato tra le parti. Il credito matura interessi a tassi di mercato; (ii) il credito di €25 milioni (€123 milioni al 31 dicembre 2014) relativo alla quota residua degli interessi sull'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Nel 2015 sono stati rimborsati €111 milioni (€123 milioni) relativi alla rimanente quota capitale per \$88 milioni e a interessi per \$35 milioni. Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €533 milioni (€565 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €277 milioni (€395 milioni al 31 dicembre 2014) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay. Tale clausola prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli 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 2015 è stata rilevata una rivalutazione di €7 milioni. La riduzione del deferred cost rispetto al 2014 è dovuta al ritiro dei volumi di gas prepagati (€117 milioni) e, in misura minore, alla riclassifica alle altre attività correnti in relazione ai volumi che si prevede di recuperare entro il 2016 (€8 milioni). La parte del deferred cost classificata nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. Nonostante il difficile outlook del mercato gas a causa della debolezza della domanda e dell'over-supply, il management prevede di completare il recupero dei volumi pre-pagati entro l'orizzonte di piano facendo leva sulla migliorata competitività del gas Eni, sui benefici delle rinegoziazioni in termini di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo, nonché sulle azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

Altre attività per €86 milioni sono state riclassificate alle discontinued operations.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Passività correnti

81607/527

Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.926	4.962
Banche	435	142
Altri finanziatori	355	608
	2.716	5.712

L'incremento di €2.996 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto ad accensioni nette per €3.216 milioni.

Debiti finanziari per 243 milioni di euro sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €4.962 milioni (€1.926 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance International SA per €2.773 milioni e Eni Finance USA Inc per €2.189 milioni.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Euro	453	3.048
Dollaro USA	1.987	2.616
Altre valute	276	48
	2.716	5.712

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dell'1,5% e dello 0,6%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2015.

Al 31 dicembre 2015 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.708 milioni (rispettivamente €41 milioni e €12.657 milioni al 31 dicembre 2014). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2015 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Debiti commerciali	15.015	9.345
Acconti e anticipi	2.278	637
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.693	1.876
- altri debiti	3.717	2.757
	6.410	4.633
	23.703	14.615

Il decremento dei debiti commerciali di €5.670 milioni è riferito al settore Gas & Power per €2.335 milioni.

Debiti commerciali per €2.845 milioni sono stati riclassificati alle discontinued operations.

Gli acconti e anticipi di €637 milioni (€2.278 milioni al 31 dicembre 2014) sono riferiti ai settori Gas & Power per €311 milioni e Refining & Marketing per €253 milioni (rispettivamente €55 milioni e €222 milioni al 31 dicembre 2014). Gli acconti e anticipi per lavori in corso su ordinazione²⁵ del settore Ingegneria & Costruzione rispettivamente di €1.371 milioni e €639 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations (rispettivamente €1.314 milioni e €620 milioni al 31 dicembre 2014).

[25] Gli acconti per lavori in corso su ordinazione rappresentano il valore dei ricavi fatturati sulle commesse pluriennali che eccedono i corrispettivi maturati in relazione allo stato di avanzamento dei lavori stessi; gli anticipi per lavori in corso su ordinazione rappresentano le anticipazioni contrattualmente pattuite e incassate dai clienti all'inizio del contratto e vengono recuperate progressivamente a scalare dalle fatture che saranno emesse al cliente stesso.

me

81607/528

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	2.301	1.536
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	252	283
- altri	140	57
	2.693	1.876
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.117	1.750
- personale	485	170
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	182	85
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	238	4
- altri	695	748
	3.717	2.757
	6.410	4.633

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Imprese italiane	73	65
Imprese estere	461	357
	534	422

Passività per imposte sul reddito correnti per €140 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

Le imposte sono indicate alla nota n. 42 – Imposte sul reddito.

Passività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Accise e imposte di consumo	971	716
Altre imposte e tasse	902	726
	1.873	1.442

Passività per altre imposte correnti per €280 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

Altre passività correnti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.111	4.261
Altre passività	378	442
	4.489	4.703

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €442 milioni (€378 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono gli anticipi di €11 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2014) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo ad Eni il diritto di take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro l'orizzonte temporale di 12 mesi e la quota a breve termine di €76 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2014) relativa agli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 32 – Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.



Passività non correnti

81607/529

M
N

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

(€ milioni)

Tipo	Scadenza	Valore al 31 dicembre		2016	2017	2018	Scadenza			Totale
		2014	2015				2019	2020	Oltre	
Banche	2016-2032	2.772	3.920	455	285	785	1.231	183	981	3.465
Obbligazioni ordinarie	2016-2043	17.924	17.608	1.837	2.665	1.203	2.534	2.406	6.963	15.771
Obbligazioni convertibili	2016	2.263	339	339						
Altri finanziatori	2016-2028	216	197	40	44	45	49	3	16	157
		23.175	22.064	2.671	2.994	2.033	3.814	2.592	7.960	19.393

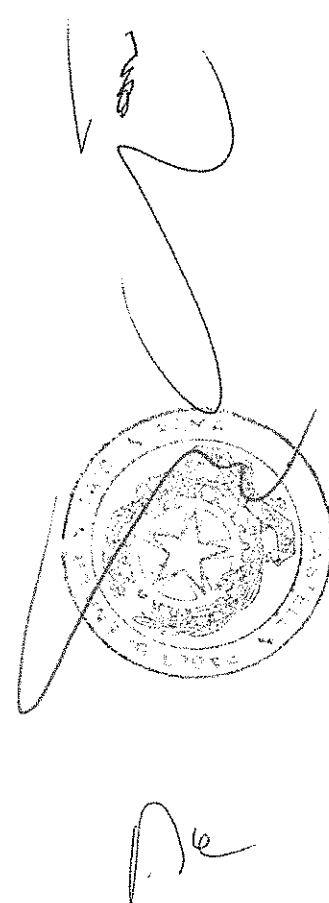
Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €22.064 milioni (€23.175 milioni al 31 dicembre 2014) diminuiscono di €1.111 milioni per effetto del saldo tra le nuove accensioni di €3.376 milioni e i rimborsi di €4.466 milioni nonché, in aumento, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €253 milioni.

Debiti finanziari per 292 milioni di euro sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

Gli altri finanziatori di €197 milioni (€216 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €26 milioni operazioni di leasing finanziario (€28 milioni al 31 dicembre 2014).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni simili a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2015 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €2.314 milioni e a €2.127 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants in futuro possa essere gestito contrattualmente e che non determini impatti significativi sulla liquidità del Gruppo.

Le obbligazioni ordinarie di €17.608 milioni (€17.924 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.174 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.434 milioni.



81607/530

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)		
					da	a		
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	69	1.569	EUR	2016	5,000		
Eni SpA	1.500	14	1.514	EUR	2019	4,125		
Eni SpA	1.250	4	1.254	EUR	2017	4,250		
Eni SpA	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750		
Eni SpA	1.000	35	1.035	EUR	2020	4,250		
Eni SpA	1.000	30	1.030	EUR	2018	3,500		
Eni SpA	1.000	26	1.026	EUR	2029	3,625		
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000		
Eni SpA	1.000	5	1.005	EUR	2023	3,250		
Eni SpA	1.000	5	1.005	EUR	2026	1,500		
Eni SpA	800	1	801	EUR	2021	2,625		
Eni SpA	750	12	762	EUR	2019	3,750		
Eni SpA	750	(3)	747	EUR	2024	1,750		
Eni Finance International SA	613	16	629	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	395	5	400	EUR	2017	2043	3,750	5,441
Eni Finance International SA	160	1	161	YEN	2019	2037	1,955	2,810
	14.918	256	15.174					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.109	6	1.115	EUR	2017	4,875		
Eni SpA	413	3	416	USD	2020	4,150		
Eni SpA	322		322	USD	2040	5,700		
Eni SpA	215		215	EUR	2017	variabile		
Eni USA Inc	368	(2)	366	USD	2027		7,300	
	2.427	7	2.434					
	17.345	263	17.608					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi sono state emesse da Eni SpA e ammontano a €1.569 milioni. Nel corso del 2015 Eni SpA ha emesso nuove obbligazioni ordinarie per €1.752 milioni.

Per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori del prestito obbligazionario convertibile in azioni Snam relativo al 6,03% del capitale sociale (211.002.719 azioni ordinarie), il prestito obbligazionario convertibile residua alla data di bilancio in €339 milioni con sottostante 77.680.883 di azioni Snam (2,22% del capitale sociale). L'esercizio del diritto di conversione è stato sostanzialmente completato nel gennaio 2016.

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA	339		339	EUR	2016	0,625
	339		339			

Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito, è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (Galp) outstanding alla precedente reporting date emesso nel 2012 per l'importo nominale di €1.028 milioni avente come sottostante circa 66 milioni di azioni ordinarie Galp corrispondenti all'8% del capitale sociale è stato completamente rimborsato in due tranche nel corso dell'esercizio. La prima fase di rimborso ha riguardato circa il 50% del prestito ed è stata eseguita tramite un'operazione di sollecitazione alla vendita rivolta ai bondholders. In base a una procedura d'asta competitiva, Eni ha riacquisito dai bondholders obbligazioni per l'importo nominale complessivo di €514,9 milioni a fronte del pagamento per cassa. Il prezzo di acquisto delle obbligazioni è stato fissato in €100.400

81607/531

per ogni €100.000 di valore nominale di tali obbligazioni, oltre agli interessi maturati. Il 30 novembre 2015, il prestito obbligazionario convertibile residuo del valore nominale di €513 milioni è scaduto ed è stato rimborsato contestualmente alla dismissione della partecipazione residua in Galp pari a 33 milioni di azioni corrispondenti a circa il 4% del capitale sociale di Galp mediante una procedura di accelerated bookbuilding rivolta ad investitori istituzionali al prezzo unitario di €9,81 per azione per il corrispettivo complessivo di circa €325 milioni.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2014 (€ milioni)	Tasso medio (%)	31.12.2015 (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	20.625	3,2	19.614	3,2
Dollaro USA	1.744	5,4	1.660	5,0
Sterlina inglese	592	5,3	629	5,3
Yen giapponese	214	2,3	161	2,6
	23.175		22.064	

Al 31 dicembre 2015 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.576 milioni, di cui €1.000 milioni scadenti nel 2016 (€6.598 milioni al 31 dicembre 2014). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2015 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.890 milioni (€25.364 milioni al 31 dicembre 2014) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Obbligazioni ordinarie	19.910	18.984
Obbligazioni convertibili	2.344	341
Banche	2.864	4.356
Altri finanziatori	246	209
	25.364	23.890

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0% e il 2,7% (0,2% e 2,7% al 31 dicembre 2014).

Al 31 dicembre 2015 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

Analisi dell'indebitamento finanziario netto

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

	31.12.2014			31.12.2015		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	6.614		6.614	5.200		5.200
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.024		5.024	5.028		5.028
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	13		13			
D. Liquidità (A+B+C)	11.651		11.651	10.228		10.228
E. Crediti finanziari	555		555	685		685
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	435		435	142		142
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	236	2.536	2.772	455	3.465	3.920
H. Prestiti obbligazionari	3.589	16.598	20.187	2.176	15.771	17.947
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	181		181	208		208
L. Altre passività finanziarie a breve termine	2.100		2.100	5.362		5.362
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	34	182	216	40	157	197
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	6.575	19.316	25.891	8.383	19.393	27.776
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(5.631)	19.316	13.685	(2.530)	19.393	16.863

Ne

81607/532

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.028 milioni (€5.024 milioni al 31 dicembre 2014) si riferiscono ad Eni SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €13 milioni al 31 dicembre 2014 sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €359 milioni (€320 milioni al 31 dicembre 2014) relativi per €282 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2014) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di €685 milioni (€555 milioni al 31 dicembre 2014) sono a breve termine, non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €1.613 milioni (€1.262 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €1.126 milioni (€764 milioni al 31 dicembre 2014) concessi a società joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni e €287 milioni (€332 milioni al 31 dicembre 2014) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	9.465		(771)	293	(307)		497		(179)	8.998
Fondo rischi ambientali	2.811	231		(7)	(291)	(14)		(36)	8	2.702
Fondo rischi per contenziosi	1.335	906			(498)	(70)	88	(23)	(19)	1.719
Fondo per imposte	488	246		(1)	(108)	(4)	49	(56)	(131)	483
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	368	151			(204)			(10)	18	323
Fondo contratti onerosi	327	24		2	(104)		24			273
Fondo certificati verdi	226	2			(38)	(1)		(1)	1	189
Fondo esodi agevolati	235			1	(6)	(25)		(15)	(4)	186
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	167	8				(12)	4	(8)	(20)	139
Fondo mutua assicurazione OIL	77					(6)	1	(2)		70
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	93				(4)		3	(50)	(12)	30
Fondo rischi contrattuali	101						3	(126)	22	
Altri fondi ^(*)	205	84		3	(97)	(23)	6	(33)	9	154
	15.898	1.652	(771)	291	(1.657)	(155)	675	(360)	(307)	15.266

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €8.998 milioni rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€8.521 milioni). Le revisioni negative di stima di €771 milioni sono dovute principalmente all'innalzamento della curva dei tassi di attualizzazione in particolare del dollaro USA e, in misura minore, alla revisione dei costi di abbandono e alle nuove obbligazioni per abbandono e social projects sorte nell'esercizio nel settore Exploration & Production. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €293 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,2% e il 4,6% (lo 0,3% e il 4,4% al 31 dicembre 2014). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 40 anni.

Il fondo rischi ambientali di €2.702 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il fondo accoglie anche la stima del cosiddetto "danno ambientale" relativo alla perdita di valore delle aree come conseguenza dell'inquinamento. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Syndial SpA per €2.214 milioni e al settore Refining & Marketing per €388 milioni. Gli accantonamenti di €231 milioni riguardano il settore Refining & Marketing per €110 milioni e Syndial SpA per €91 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri di €291 milioni riguardano Syndial SpA per €159 milioni e il settore Refining & Marketing per €105 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi di €1.719 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali, procedimenti arbitrari di natura commerciale e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Gas & Power per €1.278 milioni e nel settore Exploration & Production per €278 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €906 milioni e €498 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi

81607/533

alla revisione del prezzo di somministrazione del gas ai long-term buyer anche in base alla definizione di lodi arbitrali. Gli utilizzi per esuberanza di €70 milioni riguardano principalmente il settore Gas & Power.

Il fondo per imposte di €483 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€458 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €323 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €113 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo per contratti onerosi di €273 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 ed accoglie in particolare le perdite attese dal mancato utilizzo di un'infrastruttura per il trasporto del gas e in relazione ad un progetto di rigassificazione non più economico.

Il fondo certificati verdi di €189 milioni accoglie gli oneri aggiuntivi che i produttori di energia elettrica devono sostenere per aver utilizzato nel processo produttivo fonti di energia non rinnovabili.

Il fondo esodi agevolati di €186 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di €139 milioni accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo mutua assicurazione OIL di €70 milioni accoglie 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 in funzione della sinistralità verificatasi negli esercizi precedenti.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di €30 milioni è riferito essenzialmente a Syndial SpA (€18 milioni).

Il fondo rischi contrattuali è stato riclassificato alle discontinued operations.

Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
TFR	376	236
Piani esteri a benefici definiti	572	532
FISDE e altri piani medici esteri	174	146
Altri fondi per benefici ai dipendenti	191	142
	1.313	1.056

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. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri 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, i premi di anzianità e il fondo gas. 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 un parametro 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, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura. Il fondo gas è un fondo pensione integrativo, istituito negli anni '70, e gestito dall'INPS, per i dipendenti del settore della distribuzione gas, tale fondo

61607/536

precedentemente considerato un piano a contributi definiti è diventato un piano a benefici definiti per effetto di una recente modifica normativa. La modifica normativa ha interessato anche Eni poiché ci sono risorse rivenienti dalla fusione per incorporazione della ex "Italgas Più" che erano iscritte al fondo gas.

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

(€ milioni)	31.12.2014					31.12.2015				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	350	1.257	136	178	1.921	376	1.282	174	191	2.023
Costo corrente		52	3	47	102		40	2	50	92
Interessi passivi	10	47	5	3	65	5	40	3	1	49
Rivalutazioni:	36	48	16	(1)	99	(26)	(20)	(1)	(15)	(62)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		1			1		(5)			(5)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	43	57	18	5	123		4	2	(12)	(6)
- Effetto dell'esperienza passata	(7)	(10)	(2)	(6)	(25)	(26)	(19)	(3)	(3)	(51)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)		3	(1)		(9)	(1)	13	3
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
Benefici pagati	(19)	(46)	(7)	(51)	(123)	(25)	(56)	(7)	(53)	(141)
Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita						(97)	(219)	(33)	(52)	(401)
Variazione dell'area di consolidamento	1				1					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(2)	(73)	21	12	(42)	3	143	9	7	162
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	376	1.282	174	191	2.023	236	1.202	146	142	1.726
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		642			642		710			710
Interessi attivi		26			26		23			23
Rendimento delle attività a servizio del piano		18			18		(11)			(11)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione										
Spese amministrative pagate		(1)			(1)		(1)			(1)
Contributi al piano:		35			35		42			42
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
- Contributi del datore di lavoro		34			34		41			41
Benefici pagati		(25)			(25)		(24)			(24)
Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita							(123)			(123)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		15			15		54			54
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		710			710		670			670
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	376	572	174	191	1.313	236	532	146	142	1.056

I piani esteri a benefici definiti di €532 milioni (€572 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €401 milioni (€381 milioni al 31 dicembre 2014).

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €207 milioni e €281 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2015; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli altri fondi per benefici ai dipendenti €142 milioni (€191 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano: (i) piani a benefici definiti per €11 milioni riferiti al fondo gas; (ii) piani a benefici a lungo termine per €131 milioni (€191 milioni al 31 dicembre 2014) riferiti agli incentivi monetari differiti per €81 milioni (€83 milioni al 31 dicembre 2014), ai premi di anzianità per €23 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2014), al piano di incentivazione di lungo termine per €5 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2014) e agli altri piani esteri a lungo termine per €22 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2014). Fondi per benefici ai dipendenti per €278 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

Me

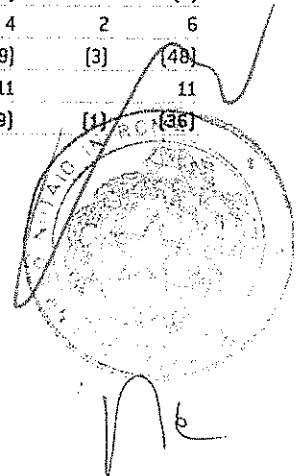
81607/535

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2014					
Costo corrente		52	3	47	102
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)		3	(1)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	10	47	5	3	65
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(26)			(26)
Totale interessi passivi (attivi) netti	10	21	5	3	39
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				3	3
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	10	21	5		36
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
Totale	10	70	8	52	140
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		49	3	52	104
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	10	21	5		36
2015					
Costo corrente		40	2	50	92
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(9)	(1)	13	3
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	5	40	3	1	49
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(23)			(23)
Totale interessi passivi (attivi) netti	5	17	3	1	26
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	5	17	3		25
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(15)	(15)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
Totale	5	49	4	49	107
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		32	1	49	82
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	5	17	3		25

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

(€ milioni)	2014				2015			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		1		1		(5)		(5)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	43	57	18	118	4	2		6
- Effetto dell'esperienza passata	(7)	(10)	(2)	(19)	(26)	(19)	(3)	(48)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(18)		(18)		11		11
	36	30	16	82	(26)	(9)	(1)	(36)



816073/536

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2014									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	114	98	393	9	1	3	8	20	696
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		1	1			7	3	14
	116	98	394	10	1	3	15	23	710
31.12.2015									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	41	89	230	10	2	2	17	273	664
- con prezzi non quotati in mercati attivi							6		6
	41	89	230	10	2	2	23	273	670

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività 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 per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2014					
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-15,0	2,0	0,5-2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,1	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	
2015					
Tasso di sconto	(%)	2,0	0,8-15,3	2,0	0,5-2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-13,3		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-9,7	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-23	24	

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

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2014						
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-3,6	3,5-15,0	2,6-13,0	1,2-15,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,2	2,5-4,6	5,0-14,0	5,0-13,0	2,0-14,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,0	3,5-11,1	3,0-8,2	0,6-11,1
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	13-15		13-24
2015						
Tasso di sconto	(%)	2,0	0,8-3,8	3,5-15,3	9,4-9,5	0,8-15,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,0	2,5-4,7	5,0-13,3	10,0	2,0-13,3
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-2,5	3,5-9,7	5,5-8,2	0,6-9,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	22	22-23	13-15		13-23

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei Paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elaborazione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è stato determinato considerando le previsioni sul lungo termine emesse dagli istituti bancari nazionali o internazionali.

me

81607/537

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 dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2014						
Effetto sull'obbligazione (DB0)						
TFR	(22)	24	16			
Piani esteri a benefici definiti	(83)	88	42	32		48
Fisde e altri piani medici esteri	(10)	11			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	4	3			
31.12.2015						
Effetto sull'obbligazione (DB0)						
TFR	(14)	15	10			
Piani esteri a benefici definiti	(72)	81	45	26		53
Fisde e altri piani medici esteri	(7)	8			8	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	1			

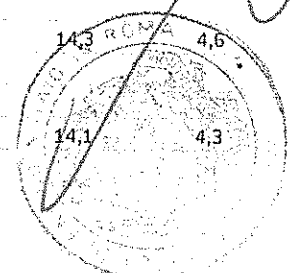
L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €76 milioni, di cui €48 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2014				
2015	6	46	7	52
2016	6	42	7	42
2017	9	45	7	48
2018	12	56	7	4
2019	15	50	7	4
Oltre	328	335	138	67
31.12.2015				
2016	3	31	5	29
2017	4	33	5	34
2018	5	43	5	53
2019	7	34	5	2
2020	9	37	6	2
Oltre	208	354	120	44

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

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2014					
Duration media ponderata	anni	13,3	18,1	14,3	4,6
2015					
Duration media ponderata	anni	12,0	16,5	14,1	4,3



81607/538

Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.113 milioni (€3.915 milioni al 31 dicembre 2014).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
	7.847	578	(2.842)	883	455	6.921

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Passività per imposte differite	11.762	10.034
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.915)	(3.113)
	7.847	6.921
Attività per imposte anticipate non compensabili	(5.231)	(4.349)
Passività per imposte differite nette	2.616	2.572

Le passività nette per imposte differite di €2.572 milioni (€2.616 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (€163 milioni di imposte anticipate); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€6 milioni di imposte anticipate); (iii) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita (€1 milione di imposte differite).

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Passività per imposte differite						
- ammortamenti eccedenti	8.320	199	(1.102)	695	(300)	7.812
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.480	52	(536)	150	(5)	1.141
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	813	71	(303)	(5)	30	606
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	53	1	(15)	4	(4)	39
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	2	28	(2)	(1)	(2)	25
- altre	1.094	227	(884)	40	(66)	411
	11.762	578	(2.842)	883	(347)	10.034
Attività per imposte anticipate - Lordo						
- perdite fiscali portate a nuovo	(2.922)	(761)	37	(9)	932	(2.723)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.372)	(90)	295	(176)	(58)	(2.401)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.691)	(113)	298	(3)	179	(1.330)
- ammortamenti non deducibili	(2.103)	(679)	266	(214)	75	(2.655)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.062)	(11)	138	2	123	(810)
- utili infragruppo	(309)	(72)	14	(3)	121	(249)
- altre	(1.987)	(101)	388	(141)	40	(1.801)
	(12.446)	(1.827)	1.436	(544)	1.412	(11.969)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate						
	3.300	1.420	(4)	49	(258)	4.507
	(9.146)	(407)	1.432	(495)	1.154	(7.462)
Passività nette per imposte differite						
	2.616	171	(1.410)	388	807	2.572

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 35% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €8.885 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €7.436 milioni. Le perdite fiscali sono riferite ad imprese italiane per €6.346 milioni e ad imprese estere per €2.539 milioni. Le perdite fiscali, di cui è probabile l'utilizzo, ammontano a €8.284 milioni e sono riferite a imprese italiane per €5.745 milioni e ad imprese estere per €2.539 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €1.368 milioni e €882 milioni.

81607539

Altre passività non correnti

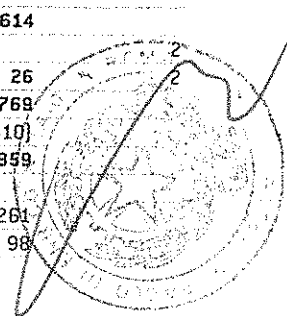
(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati	143	98
Passività per imposte sul reddito	20	23
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	5	29
Altri debiti	104	81
Altre passività	2.013	1.621
	2.285	1.852

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €1.621 milioni (€2.013 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono la quota a lungo termine di €736 milioni (€812 milioni al 31 dicembre 2014) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 27 – Altre passività correnti. Gli anticipi di €281 milioni al 31 dicembre 2014 ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine sono stati interamente recuperati nel corso del 2015. I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	349	770	2	223	311	2
- Outright	83	12	2	7	2	2
- Interest currency swap	139	7	2	97	33	2
	571	789		327	346	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	52	29	2	30	20	2
	52	29		30	20	
Contratti su merci						
- Over the counter	980	600	2	550	491	2
- Future	2.662	2.631	1	1.586	1.483	1
	3.642	3.231		2.136	1.974	
	4.265	4.049		2.493	2.340	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	2.130	2.552	2	2.647	3.054	2
- Opzioni	122	123	2	153	176	2
- Future	156	214	1	409	559	1
	2.408	2.889		3.209	3.789	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	47	504	2	19	614	2
- Future	45	50	1	107		1
	92	554		126	614	
Contratti su valute						
- Outright	1	8	2			
	93	562		126	614	
Contratti derivati impliciti						
- Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	34	59	2	20	26	2
Totale contratti derivati lordi	6.800	7.559		5.848	6.769	
Compensazione	(3.305)	(3.305)		(2.410)	(2.410)	
Totale contratti derivati netti	3.495	4.254		3.438	4.359	
Di cui:						
- correnti	3.299	4.111		3.220	4.261	
- non correnti	196	143		218	98	



De

81607/540

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 negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore 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. 35 – Patrimonio netto e n. 39 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 37 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

I contratti derivati impliciti sono presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production. Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

Strumenti finanziari derivati attivi e passivi rispettivamente di €50 milioni e di €9 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Saipem

Il 27 ottobre 2015, Eni SpA ha definito il contratto di compravendita in base al quale si è impegnata a cedere al Fondo Strategico Italiano SpA ("FSI") una partecipazione nel capitale di Saipem SpA composta da n. 55.176.364 azioni ordinarie, pari al 12,503% del capitale della società al prezzo unitario di €8,3956 per azione per il corrispettivo complessivo di €463 milioni. Contestualmente, Eni e FSI hanno definito un patto parasociale che entrerà in vigore al closing del trasferimento della quota partecipativa con la finalità di disciplinare i reciproci rapporti delle parti quali azionisti di Saipem con particolare riguardo alla governance e al regime di circolazione delle rispettive partecipazioni in Saipem, realizzando il controllo congiunto dell'entità da parte dei due paciscenti. Il patto parasociale avente a oggetto un numero paritetico di azioni ordinarie Saipem apportate da ciascun contraente (fino a un massimo del 12,503% del capitale ordinario) è valido per tre anni con un'opzione tacita di rinnovo. Le principali disposizioni del patto sono: (a) per il futuro rinnovo degli organi sociali di Saipem, la presentazione da parte di Eni e FSI di un'unica lista per la nomina del Consiglio di Amministrazione (in cui il Presidente e l'AD saranno indicati congiuntamente dalle parti) e del Collegio Sindacale e il relativo impegno di voto; (b) reciproci impegni di stand-still e impegni di lock-up su tutte le azioni apportate al Patto Parasociale e talune ulteriori limitazioni con riferimento al trasferimento di azioni non apportate al Patto Parasociale; (c) obblighi di preventiva consultazione e, per quanto consentito dalla legge, impegni di voto (anche relativamente alle azioni Saipem non apportate al Patto Parasociale) in relazione a tutte le delibere di competenza dell'Assemblea di Saipem e a talune delibere di competenza del Consiglio di Saipem, tra le quali in particolare l'approvazione dei piani industriali. I due soci hanno assunto nei confronti di Saipem un impegno irrevocabile alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale dell'importo di €3,5 miliardi deliberato da Saipem di concerto alla definizione degli accordi di compravendita e parasociali tra Eni e FSI. Il complesso degli accordi prevede infine il rimborso da parte di Saipem dei finanziamenti intercompany concessi da Eni attraverso i proventi dell'aumento di capitale e il rifinanziamento presso istituzioni creditizie terze. Il closing del contratto di compravendita è avvenuto il 22 gennaio con l'avverarsi di tutte le condizioni sospensive previste in particolare il nulla osta Consob all'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem. Eni ha incassato il corrispettivo di €463 milioni. Alla stessa data è entrato in vigore il patto parasociale tra Eni e FSI che realizza il controllo congiunto di Saipem con il conseguente deconsolidamento dai conti Eni e valutazione con il metodo del patrimonio netto. Alla data di perdita del controllo (22 gennaio 2016) la partecipazione residua nella ex-controllata pari a circa il 30,42% è stata allineata al prezzo di borsa dell'azione di Saipem alla data del closing pari a €4,2 per azione corrispondenti a un valore di carico complessivo di €564 milioni e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni (derivante dal raffronto con il valore di carico alla data di bilancio 2015). Successivamente nel mese di febbraio 2016 i valori di borsa si sono ulteriormente depressi. Tali sviluppi non rappresentano ai sensi dello IAS 10 adjusting events della valutazione di Saipem fatta nel reporting 2015 sulla base della valutazione di borsa alla chiusura dell'esercizio. Entro la fine di febbraio si è conclusa l'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem (cash out Eni di €1.069 milioni) che grazie a tali introiti e con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni (€5.818 milioni alla data del 31 dicembre 2015).

Versalis

Relativamente al business chimico Eni, gestito da Versalis SpA (Eni 100%), alla data di bilancio è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo, affiancherà Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Il management ha rappresentato i risultati del settore Ingegneria & Costruzioni e del business Chimica come discontinued operations perché costituiscono due "major line of business".

Come previsto dallo IFRS 5, i net asset di Saipem e Versalis in vista Eni sono stati valutati al minore tra il valore di libro e il fair value.

Per Saipem l'adeguamento del valore di libro al fair value rappresentato dalla quotazione di borsa al 31 dicembre (€7,49 per azione) ha determinato una svalutazione di €393 milioni in contropartita al goodwill; inoltre gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali sono stati interrotti dalla data in cui è avvenuta la classificazione come discontinued operations (1° novembre 2015).

81607/541

Per Versalis l'adeguamento del valore di libro al fair value coerente con la transazione in corso di definizione ha determinato una svalutazione di €1.526 milioni in contropartita alle immobilizzazioni materiali, immateriali e alle attività per imposte anticipate.

Con riferimento alla rappresentazione delle discontinued operations prevista dai principi contabili internazionali (IFRS 5), si precisa che Saipem e Versalis rimangono incluse nell'area di consolidamento al 31 dicembre 2015 e, pertanto, i valori rappresentati come discontinued operations tengono conto dell'elisione dei rapporti intercompany. Ai fini della rappresentazione: (i) nello schema di stato patrimoniale, le attività e le passività sono state rilevate, rispettivamente, in un'unica voce dell'attivo e del passivo; (ii) nello schema di conto economico, i risultati economici, al netto degli effetti fiscali, sono stati rilevati in un'apposita voce indicata prima dell'utile netto del periodo; (iii) nello schema di rendiconto finanziario, il flusso di cassa netto da attività operativa è stato separatamente evidenziato. Per i dati di conto economico e per quelli relativi ai flussi di cassa della discontinued operations sono forniti i corrispondenti dati comparativi.

Di seguito sono rappresentati i principali valori di stato patrimoniale delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

Saipem

(€ milioni)	31.12.2015
Attività correnti	6.872
Attività non correnti	8.531
Totale Attività	15.403
Passività correnti	5.667
Passività non correnti	780
Totale Passività	6.447

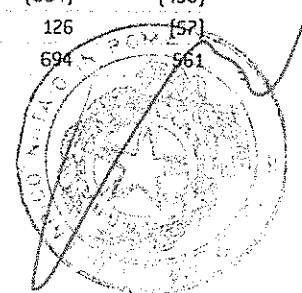
Versalis

(€ milioni)	31.12.2015
Attività correnti	1.528
Attività non correnti	455
Totale Attività	1.983
Passività correnti	370
Passività non correnti	215
Totale Passività	585

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

Saipem

(€ milioni)	2013	2014	2015
Totale ricavi	10.743	11.644	10.277
Costi operativi	11.731	12.731	12.199
Risultato operativo	(988)	(1.087)	(1.922)
Proventi (oneri) finanziari	(14)	116	60
Proventi (oneri) su partecipazioni	2	24	30
Risultato ante imposte	(1.000)	(947)	(1.832)
Imposte sul reddito	(113)	(2)	(142)
Risultato netto	(1.113)	(949)	(1.974)
- di cui azionisti Eni	(488)	(417)	(826)
- di cui interessenze di terzi	(625)	(532)	(1.148)
Risultato netto per azione (ammontari in € per azione)	(0,14)	(0,12)	(0,23)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(521)	273	(1.226)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(938)	(684)	(456)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(227)	126	(57)
Investimenti tecnici	902	694	561



De

81607/542

Versalis

(€ milioni)	2013	2014	2015
Totale ricavi	5.677	5.078	4.603
Costi operativi	3.668	3.659	4.461
Risultato operativo	2.009	1.419	142
Proventi (oneri) finanziari	4		13
Proventi (oneri) su partecipazioni		(3)	(3)
Risultato ante imposte	2.013	1.416	152
Imposte sul reddito	163	191	(429)
Risultato netto	2.176	1.607	(277)
- di cui azionisti Eni	2.176	1.607	(277)
Risultato netto per azione	[ammontari in € per azione]		
	0,60	0,45	(0,08)
Flusso di cassa netto da attività operativa	2.415	1.675	1.948
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(471)	(391)	(291)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1)	6	7
Investimenti tecnici	314	282	220

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €130 milioni e €38 milioni riguardano essenzialmente la cessione del 100% delle società consolidate Eni Slovenija doo e Eni Hungaria Zrt che operano nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti in Slovenia e in Ungheria. Le società sono state classificate nelle attività destinate alla vendita a seguito della stipula a fine 2015 di accordi vincolanti di cessione con il gruppo MOL, gruppo Oil & Gas ungherese, il cui perfezionamento è soggetto ad alcune condizioni sospensive, tra le quali, l'approvazione da parte delle competenti autorità antitrust europee. I valori d'iscrizione di tali attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €113 milioni (di cui attività correnti €41 milioni) e €38 milioni (di cui passività correnti €37 milioni). Eni rimarrà attiva nei due Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete.

Le cessioni avvenute nel corso del 2015, con incasso complessivo di €214 milioni, hanno riguardato principalmente: (i) la cessione del 100% delle società consolidate Eni Česká Republika Sro, Eni Romania Srl ed Eni Slovensko Spol Sro che operano nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti rispettivamente nella Repubblica Ceca, in Romania e in Slovacchia. Eni rimarrà attiva nei tre Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete; (ii) la cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC) attiva nel settore della raffinazione nella Repubblica Ceca; (iii) la cessione del 20% (intera quota posseduta) delle partecipazioni in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA, società attive nella produzione di fertilizzanti in Venezuela; (iv) la cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e del 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.

Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 36 – Altre informazioni – Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario e n. 41 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

Patrimonio netto**Interessenze di terzi**

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2014	2015	31.12.2014	31.12.2015
Saipem SpA	(345)	(600)	2.398	1.872
Altre	(96)	5	57	44
	(441)	(595)	2.455	1.916

81607/563

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)	(474)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	11	8
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(122)	(92)
Altre riserve	207	180
Riserva per differenze cambio da conversione	4.020	8.407
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	46.067	48.972
Acconto sul dividendo	(2.020)	(1.440)
Utile (perdita) dell'esercizio	1.291	(8.783)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations		11
	59.754	51.753

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2015, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2014).

Il 13 maggio 2015, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,56 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 20 maggio 2015, con data di stacco il 18 maggio 2015 e record date il 19 maggio 2015. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2014 ammonta perciò a €1,12.

Riserva legale

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

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie di €581 milioni (€6.201 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'8 novembre 2015 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie e l'importo residuo non utilizzato di €5.620 milioni è stato riclassificato alle riserve da cui ha tratto origine.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati Cash Flow Hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2013	(224)	70	(154)	83	(2)	81	(85)	13	(72)	(226)	81	(145)
Variazione dell'esercizio 2014	(69)	12	(57)	7	(1)	6	(68)	19	(49)	(130)	30	(100)
Differenze cambio							(1)		(1)	(1)		(1)
Rigiro dell'esercizio 2014	(91)	18	(73)	(77)	1	(76)				(168)	19	(149)
Riserva al 31 dicembre 2014	(384)	100	(284)	13	(2)	11	(154)	32	(122)	(525)	130	(395)
Variazione dell'esercizio 2015	(439)	108	(331)	(4)	1	(3)	34	(20)	14	(409)	89	(320)
Riclassifica a discontinued operations	5	(1)	4				23	(6)	17	28	(2)	26
Differenze cambio							(1)		(1)	(1)		(1)
Rigiro dell'esercizio 2015	181	(44)	137							181	(44)	137
Riserva al 31 dicembre 2015	(637)	163	(474)	9	(1)	8	(98)	6	(92)	(726)	168	(558)

N4

81607/544

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €8 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2014) è riferita alla valutazione al fair value di titoli.

La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2014 comprende €1 milione relativo alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve di €180 milioni (€207 milioni al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- negative per €11 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negativa per €2 milioni al 31 dicembre 2014);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,97% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2014);
- l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti di €18 milioni al 31 dicembre 2014 è stato riclassificato a riporto utili relativi ad esercizi precedenti a seguito della svalutazione del corrispondente goodwill.

Riserva per differenze cambio

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

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di €1.440 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2015 di €0,40 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola, deliberato il 17 settembre 2015 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2015 con data di stacco cedola fissata al 21 settembre 2015.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2015 comprende riserve distribuibili per circa €46,9 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

[€ milioni]	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2014	2015	31.12.2014	31.12.2015
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.455	1.918	40.529	38.570
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(3.548)	(10.518)	22.913	15.599
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(16)	(58)	383	308
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(573)	(523)	(44)	374
- eliminazione di utili infragruppo	770	96	(1.604)	(1.219)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(238)	(270)	18	44
- altre rettifiche		(23)	14	(7)
	850	(9.378)	62.209	53.669
Interessenze di terzi	441	595	(2.455)	(1.916)
Come da bilancio consolidato	1.291	(8.783)	59.754	51.753

81607/545

Moravsky

Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2013	2014	2015
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	51	96	
Attività non correnti	39	265	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(12)	(19)	
Passività correnti e non correnti	(36)	(291)	
Effetto netto degli investimenti	42	51	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(8)	(15)	
Totale prezzo di acquisto	34	36	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9)		
Flusso di cassa degli investimenti	25	36	
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	47	5	44
Attività non correnti	41	2	125
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	23		(77)
Passività correnti e non correnti	(69)	(2)	(45)
Effetto netto dei disinvestimenti	42	5	47
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo			(34)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	3.359	(5)	66
Interessenze di terzi			
Totale prezzo di vendita	3.401		79
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti			(6)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.401		73

I disinvestimenti 2015 riguardano la cessione del 100% delle società consolidate Eni Česká Republika Sro, Eni Romania Srl ed Eni Slovensko Spol Sro che operano nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti rispettivamente nella Repubblica Ceca, in Romania e in Slovacchia.

Handwritten signature and circular stamp.

ne

81607/546

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Garanzie Eni						
Imprese controllate consolidate		10.683	10.683		7.929	7.929
Imprese controllate non consolidate		180	180		113	113
Imprese in joint operation consolidate		14	14		6	6
Imprese in joint venture e collegate	6.122	99	6.221	6.122	75	6.197
Altri	2	197	199	7	216	223
	6.124	11.173	17.297	6.129	8.339	14.468
Garanzie Ingegneria & Costruzione						
Imprese controllate consolidate		2.531	2.531		3.349	3.349
Imprese in joint venture e collegate	150		150	150	68	218
	150	2.531	2.681	150	3.417	3.567
	6.274	13.704	19.978	6.279	11.756	18.035

Garanzie Eni

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €7.929 milioni (€10.683 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €4.381 milioni (€7.029 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €2.483 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€3.900 milioni al 31 dicembre 2014); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.310 milioni (€1.469 milioni al 31 dicembre 2014); (iii) rischi assicurativi per €140 milioni che Eni ha riassicurato (€179 milioni al 31 dicembre 2014). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €7.808 milioni (€10.631 milioni al 31 dicembre 2014).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €113 milioni (€180 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €102 milioni (€167 milioni al 31 dicembre 2014). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €113 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2014).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €6.197 milioni (€6.221 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €12 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2014); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €6 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2014). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €72 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2014).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €223 milioni (€199 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €187 milioni (€168 milioni al 31 dicembre 2014); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €15 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2014). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €214 milioni (€186 milioni al 31 dicembre 2014).

Garanzie Ingegneria & Costruzioni

Le altre garanzie personali prestate dal settore Ingegneria & Costruzioni nell'interesse di imprese controllate consolidate del proprio settore di €3.349 milioni (€2.531 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.092 milioni (€2.045 milioni al 31 dicembre 2014); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €99 milioni (€98 milioni al 31 dicembre 2014). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €3.349 milioni (€2.531 milioni al 31 dicembre 2014).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate dal settore Ingegneria & Costruzioni nell'interesse di imprese in joint venture e collegate del proprio settore di €218 milioni (€150 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €150 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014); (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €68 milioni. L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €218 milioni (€150 milioni al 31 dicembre 2014).

81607/547

Impegni e rischi

(€ milioni)

Impegni

Rischi

31.12.2014	31.12.2015
15.276	21.241
415	422
15.691	21.663

Gli impegni di €21.241 milioni (€15.276 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €12.794 milioni (€11.112 milioni al 31 dicembre 2014); (ii) gli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito di progetti di sviluppo in Angola e in Ghana per circa €4.364 milioni per una durata compresa tra i 12 e i 17 anni; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti rispettivamente della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031) e della società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della relativa capacità di rigassificazione del terminale per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per un termine analogo. Tali impegni contrattuali stimati rispettivamente in €2.590 milioni e €1.191 milioni (€2.431 milioni e €1.137 milioni al 31 dicembre 2014) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni di acquisto e vendita, rispettivamente di €120 milioni e di €116 milioni al 31 dicembre 2014, relativi a strumenti finanziari derivati su valute con fair value pari a zero; (v) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €133 milioni (€130 milioni al 31 dicembre 2014); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €422 milioni (€415 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €326 milioni (€351 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €39 milioni relativi al business Chimica; (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €96 milioni (€64 milioni al 31 dicembre 2014).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinata secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa \$15 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

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 la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari**Rischi finanziari**

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

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, 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

me

81607/18

dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream 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 a 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, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. 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), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

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

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - Tasso di cambio

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

me

81607/549

su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Tasso d'interesse

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

Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve 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 Consiglio di Amministrazione 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; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a 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; (iii) 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 autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno).

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Linee di Business trasferiscono all'unità di Portfolio Management il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio.

Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la

81607/550

gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto.

L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso degli esercizi 2014-2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2015 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2014) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).

Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

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

(€ milioni)	2014				2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	4,42	1,29	2,05	2,49	6,21	2,45	4,06	4,40
Tasso di cambio ^(a)	0,23	0,03	0,09	0,12	0,52	0,05	0,13	0,13

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

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

(€ milioni)	2014				2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	44,20	4,02	21,46	4,02	61,91	3,37	26,82	3,37
Trading ^(a)	5,57	0,46	3,04	0,87	4,07	0,40	1,38	0,55

(a) Il perimetro consiste nella Direzione Midstream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping portafoglio commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione Midstream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione Midstream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

(€ milioni)	2014				2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,28	0,09	0,14	0,26	0,31	0,25	0,29	0,25

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

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie.

Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

81607/551

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk).

La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage), (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale, (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2015 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel 2015 sono stati emessi bond per €1,75 miliardi nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2015, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.748 milioni di cui €40 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.576 milioni, di cui €1.000 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

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

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.533	3.226	3.217	1.462	2.795	8.709	22.942
Passività finanziarie a breve termine	2.716						2.716
Passività per strumenti derivati	4.111	101	17		25		4.254
	10.360	3.327	3.234	1.462	2.820	8.709	29.912
Interessi su debiti finanziari	792	702	609	478	413	1.781	4.775
Garanzie finanziarie	173						173

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
31.12.2015							
Passività finanziarie a lungo termine	2.332	3.010	2.038	3.826	2.599	8.000	21.805
Passività finanziarie a breve termine	5.712						5.712
Passività per strumenti derivati	4.261	56	1	33		8	4.359
	12.305	3.066	2.039	3.859	2.599	8.008	31.876
Interessi su debiti finanziari	737	654	525	453	354	1.673	4.396
Garanzie finanziarie	169						169

ME

81607/552

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2015	2016-2019	Oltre	
31.12.2014				
Debiti commerciali	15.015			15.015
Altri debiti e anticipi	8.688	82	22	8.792
	23.703	82	22	23.807

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2016	2017-2020	Oltre	
31.12.2015				
Debiti commerciali	9.345			9.345
Altri debiti e anticipi	5.270	58	23	5.351
	14.615	58	23	14.696

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
Obbligazioni contrattuali Eni							
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	493	397	279	203	174	807	2.353
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	423	423	408	372	351	15.079	17.056
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	241	238	207	179	37	643	1.545
Impegni di acquisto ^(d)	11.938	10.391	10.579	10.040	8.793	104.349	156.090
- Gas							
Take-or-pay	9.426	8.810	9.282	8.837	8.031	100.239	144.625
Ship-or-pay	1.706	1.324	1.118	1.034	593	2.958	8.733
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	111	101	94	87	86	277	756
- Altri impegni di acquisto ^(e)	695	156	85	82	83	875	1.976
Altri Impegni	6	4	3	2	2	116	133
- Memorandum di intenti Val d'Agri	6	4	3	2	2	116	133
	13.101	11.453	11.476	10.796	9.357	120.994	177.177
Obbligazioni contrattuali Ingegneria & Costruzioni e Chimica							
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	110	112	77	72	66	198	635
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	7	7	4	4	3	10	35
Impegni di acquisto ^(d)	96	28	21	14	14	15	188
- Altri impegni di acquisto	96	28	21	14	14	15	188
	213	147	102	90	83	223	858

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

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

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 [€1.109 milioni] a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili.

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

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.325 milioni.

81607/553

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €40,3 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Impegni per investimenti committed	8.675	8.040	6.101	5.125	6.040	33.981

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2014			2015		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	5.024	24		5.028	3	
- Strumenti derivati non di copertura ^(b)	192	424		245	330	
- Strumenti derivati di trading ^(b)	(481)	27		(1.166)	(657)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	76	1		77	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	257	7	7	282	8	(4)
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti ^(c)	1.744	(60)	(77)	368	286	
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	27.573	(233)		19.264	(710)	
- Crediti finanziari ^(e)	2.763	82		3.009	(133)	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	23.807	(187)		14.696	83	
- Debiti finanziari ^(e)	25.891	(1.155)		27.776	(812)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(f)	(470)	(503)	(167)	(179)	(256)	

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

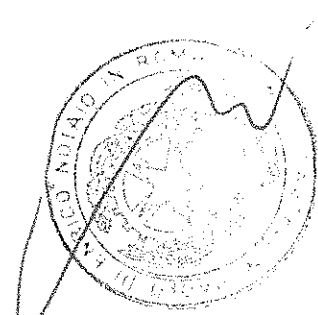
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €487 milioni di oneri (proventi per €286 milioni nel 2014) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €160 milioni di proventi (proventi per €165 milioni nel 2014).

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €286 milioni di proventi (oneri per €60 milioni nel 2014).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €637 milioni di oneri (oneri per €460 milioni nel 2014) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €73 milioni di oneri (proventi per €227 milioni nel 2014) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

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

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €181 milioni di oneri (oneri per €362 milioni nel 2014) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €2 milioni di proventi (oneri per €141 milioni nel 2014) (componente time value).



Handwritten signature or mark.

81607/554

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
[€ milioni]			
31.12.2014			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.667	1.066	28.601
Altre attività correnti	7.134	2.749	4.385
Altre attività non correnti	3.329	556	2.773
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.769	1.066	23.703
Altre passività correnti	7.421	2.932	4.489
Altre passività non correnti	2.658	373	2.285
31.12.2015			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	21.661	711	20.950
Altre attività correnti	6.049	2.410	3.639
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	15.326	711	14.615
Altre passività correnti	7.113	2.410	4.703

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €2.410 milioni la compensazione di attività e passività per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per 2.389 milioni (€3.305 milioni al 31 dicembre 2014) e di Eni Trading & Shipping Inc per €21 milioni; (ii) per €711 milioni la compensazione di crediti e debiti verso enti di stato del settore Exploration & Production per €664 milioni (€1.066 milioni al 31 dicembre 2014) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €47 milioni.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che verosimilmente tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In data 11 maggio 2010, è stato notificato a Eni SpA, a otto dipendenti della società, nonché a un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti in relazione ad un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la vita 4 operai, dipendenti addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà di una società del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto.

In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".

A seguito dell'impugnativa proposta dal Pubblico Ministero il 14 dicembre 2015 la Corte d'Appello di Bari ha confermato la sentenza di primo grado e quindi tutte le assoluzioni in questa rese nei confronti degli imputati. Inoltre, l'appello delle costituite parti civili è stato dichiarato inammissibile. Pendono i termini di un eventuale ricorso in Cassazione.

- (ii) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfo-tec Srl) – sito di Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991.

Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfo-tec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti, nel corso del 2014, e terminato il loro esame, gli

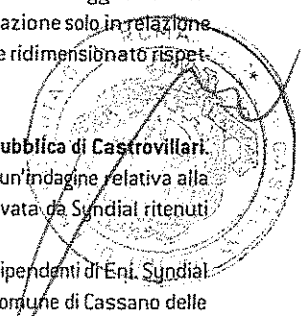
Ne

81607/555

23

atti sono stati restituiti alla Procura della Repubblica di Crotone per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio. È stata depositata memoria difensiva per chiedere archiviazione. Non ci sono ulteriori sviluppi.

- (iii) **Eni Divisione Gas & Power – sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo, lesioni colpose, disastro ambientale e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli enti territoriali. Concluso il dibattimento, nel dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. Il PM ha proposto appello.
- (iv) **Syndial SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli amministratori delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura di Sassari ha richiesto il rinvio a giudizio. Il GIP ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Il procedimento prosegue con la formula del rito abbreviato.
- (v) **Syndial SpA – Discarica di Minciareda sito di Porto Torres.** In data 7 luglio 2015 il GIP presso il Tribunale di Sassari, su richiesta del PM procedente ha disposto il sequestro dell'area di discarica denominata "Minciareda" ed ubicata presso il confine ovest dello stabilimento di Porto Torres. Nel provvedimento notificato insieme agli avvisi di garanzia a tutte le persone indagate si legge che i reati contestati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale. Nel provvedimento di sequestro preventivo risulta altresì coinvolta Syndial ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le indagini sono in corso di svolgimento. Con riferimento alla procedura di bonifica dell'area Minciareda, il 27 gennaio 2016, la Conferenza di Servizi Decisionale ha approvato (i) il Progetto Operativo di Bonifica dei suoli delle Aree Minciareda, Peci DMT e Palte Fosfatiche denominato "Progetto Nuraghe" e (ii) l'Addendum al Progetto Operativo di Bonifica della Falda dell'area Minciareda.
- (vi) **Syndial SpA – Palte fosfatiche stabilimento di Porto Torres [1].** In data 30 giugno 2015 il GIP presso il Tribunale di Sassari ha disposto, aderendo alla richiesta della Procura di Sassari, sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ed ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale e gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi. Successivamente in data 13 luglio 2015 ed in data 28 luglio 2015 a seguito di apposita istanza, Syndial è stata autorizzata, sia dal Prefetto di Sassari che dal GIP presso il Tribunale di Sassari, ad effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. Le indagini sono in corso di svolgimento.
- (vii) **Syndial SpA – Palte fosfatiche stabilimento di Porto Torres [2].** In data 16 dicembre 2015, la Procura presso il Tribunale di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area palte fosfatiche, acque raccolte da Syndial sulla base del provvedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto di Sassari e dal GIP del Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica, gestione di rifiuti radioattivi e scarico sul suolo di acque reflue contenenti sostanze pericolose. Il PM ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta e regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. Syndial ha presentato istanza di prosecuzione attività al GIP presso il Tribunale di Sassari. Le indagini sono in corso di svolgimento.
- (viii) **Syndial SpA – Clorosoda.** Pende innanzi al Tribunale di Gela un procedimento avviato nei confronti di 12 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal GIP lo svolgimento di un incidente probatorio consistente in una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal GIP esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. In data 23 gennaio 2015 il Giudice per le Indagini Preliminari ha dichiarato concluso l'incidente probatorio. La Procura della Repubblica ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari. Dalla lettura dell'avviso si apprende che a fronte dell'iniziale contestazione che aveva ad oggetto numerosissimi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo, la Procura ha ritenuto di non dover chiedere l'archiviazione solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex-lavoratore nel frattempo deceduto. Il procedimento dunque si è enormemente ridimensionato rispetto alla iniziale contestazione.
- La residuale ipotesi accusatoria, tuttavia, non trova conforto in quanto accertato dai periti nominati dal GIP.
- (ix) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria – Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata da Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro.
- I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti di Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha definito, con il Comune di Cerchiara e il Comune di Cassano delle transazioni per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate nel territorio dei due Comuni. Detti atti transattivi, chiudono definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria dei due Comuni ricorrenti. Il procedimento penale è tuttora in corso. Proseguono le attività di bonifica da parte di Syndial.



Ne

81607/556

- (x) **Syndial SpA – procedimento amianto Ravenna.** È pendente dinanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del disastro ambientale e per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il 6 febbraio 2014, ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Ravenna ha disposto con decreto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Il procedimento prosegue nella fase dibattimentale. Non ci sono ulteriori sviluppi. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi.
- (xi) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela SpA e della EniMed SpA per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti, e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica di Gela ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto puntuali episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento pende con l'avvenuta notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari.
- (xii) **Indagine Val d'Agri.** La Procura della Repubblica di Potenza ha avviato un'indagine penale per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal centro oli di Viggiano in Val d'Agri e smaltiti in impianti di trattamento sul territorio nazionale. Dopo due anni di indagine, i Magistrati hanno disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti e posto sotto sequestro impianti funzionali all'attività produttiva che conseguentemente è stata interrotta (60 mila barili giorno in quota Eni). Dall'avvio delle indagini Eni ha condotto numerosi e diversificati accertamenti tecnici ed ambientali avvalendosi di esperti indipendenti di livello internazionale i quali hanno accertato la conformità dell'impianto e del processo industriale ai requisiti di legge, alle best available technologies e alle best practice internazionali. Per tali ragioni Eni proporrà il riesame del provvedimento di sequestro al Tribunale della Libertà e incidente probatorio per far accertare definitivamente la corretta gestione operativa dell'impianto.

1.2. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile od amministrativa

- (i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in € 1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino. Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto ed ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU, i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato. L'8 luglio 2015, la Corte di Appello ha emesso un'ordinanza istruttoria con la quale ha chiesto al CTU di approfondire quali siano gli interventi di riparazione (da ritenersi tale anche il ripristino naturale) da effettuare sulle aree esterne. All'udienza di conferimento incarico di CTU, tenutasi il 30 settembre 2015, sono stati fissati i termini (180 gg) per il deposito della consulenza tecnica e la prossima udienza di trattazione preliminare per il giorno 8 luglio 2016.
- (ii) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa € 139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa € 80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa € 16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale Enichem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di € 53,5 milioni e un massimo di € 93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex lege dei precedenti gestori del sito, b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per l'inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984, c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio. In data 19 novembre 2015 si è svolta l'udienza di trattazione nella quale le parti hanno rinnovato le loro richieste, in particolare il Ministero ha sottolineato la responsabilità di Syndial quale soggetto subentrato ex lege nella proprietà degli asset. Con sentenza 3259/2016 la Corte di Cassazione, sez. III, ha accolto solo il primo motivo di ricorso del Ministero, relativo alla prescrizione degli illeciti ambientali, ma con espressa limitazione alle posizioni dei precedenti gestori del sito.

81607/557

La Corte ha dunque confermato, in via definitiva, l'esclusione di qualsiasi responsabilità in capo a Syndial, sia in termini di responsabilità "diretta" (per "ritardi/omissioni" alla bonifica lamentati dal Ministero e che appunto non hanno trovato accoglimento) sia in termini di responsabilità "indiretta" (come "erede" dei precedenti gestori). Questo secondo profilo merita, tra l'altro, particolare attenzione dato che il sito di Avenza è pervenuto ad Eni ex lege come trasferimento dei siti ex SIR/Rumianca al pari di Assemini, Porto Torres e Pieve Vergonte. Con riferimento alla posizione di Syndial, i motivi di ricorso del Ministero sono stati dunque tutti rigettati perché ritenuti inammissibili o infondati nel merito. La Cassazione ha pertanto rinviato la causa alla Corte d'Appello di Genova ove proseguirà limitatamente alle posizioni di SoGeMo e Nuova Cisa. Le spese di giudizio sono state compensate tra le parti.

- (iii) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada.

Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barriera fisico. Il giudizio prosegue.

- (iv) **Ricorso per accertamento tecnico preventivo – Tribunale di Gela.** Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato a Raffineria di Gela SpA, Syndial SpA ed Eni SpA un ricorso da parte di 33 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali a cura del collegio peritale nominato dal Tribunale e dai periti di parte, hanno prodotto valutazione tecniche molto distanti fra loro. Pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo e l'accertamento tecnico preventivo si è concluso. In data 22 dicembre 2015 è stato notificato alle tre società interessate un atto di citazione promosso dai genitori di una bambina il cui caso è stato oggetto dell'accertamento tecnico preventivo anzidetto. Successivamente è stato notificato un ulteriore atto di citazione avente ad oggetto ulteriori 12 casi e per il quale è fissata udienza. Il giudizio prosegue.

- (v) **Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial – risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.

La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le pubbliche amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente.

Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee.

L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale che prosegue in vista dell'eventuale individuazione del CTU e relativa formulazione dei quesiti.

- (vi) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il giudizio prosegue innanzi alla Procura della Repubblica di Sassari. Nel febbraio 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. Ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Procura ha deciso di ricorrere in Cassazione. Durante tale udienza è stata illustrata la questione di legittimità Costituzionale circa i termini di prescrizione per il reato di disastro. La Corte di Cassazione, riconoscendone la fondatezza, ha accolto l'istanza e trasmesso gli atti alla Corte Costituzionale.

- (vii) **Syndial SpA e Versalis SpA – Citazione per danno ambientale da parte del Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva da parte delle società citate.

In particolare l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica di proprietà di un terzo non autorizzata (la discarica si trova a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società SMA.RI. quale gestore della discarica ricevente i rifiuti. Con ordinanza dell'8 febbraio 2016, il Giudice, accogliendo le eccezioni sollevate dalle società del Gruppo sull'ammissibilità delle istanze avanzate dal Comune, ha rigettato la richiesta di istruttoria. Il giudizio prosegue.

- (viii) **Atto di citazione promosso contro Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** 273 cittadini di Gela hanno presentato un ricorso ex art. 700 c.p.c. per chiedere che il Tribunale di Gela disponga la fermata di tutte le attività produttive delle società del Gruppo Eni presenti nella piana di Gela al fine di porre fine all'impatto ambientale delle stesse sull'ambiente circostante e sulla salute della popolazione locale. I ricorrenti hanno

81607/558

chiesto altresì che vengano nominati dei commissari ai quali affidare la gestione della fermata degli impianti e la prosecuzione degli interventi di bonifica dell'area. Inoltre, è stato chiesto di ordinare al Comune di Gela, quale autorità competente in materia di tutela sanitaria, di adottare ogni provvedimento ritenuto utile a preservare la salute della popolazione locale.

L'iniziativa giudiziaria trae origine dalla presunta situazione di generale compromissione ambientale del sito e dalla conseguente necessità di tutelare la popolazione da seri rischi per la salute. L'iniziativa è stata promossa anche a seguito di talune relazioni tecniche depositate dai periti del Tribunale in un procedimento pre-contenzioso volto ad accertare la sussistenza di un nesso causale tra l'inquinamento di origine industriale e le malformazioni registrate nella città di Gela.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Eni SpA. Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debtrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa €46 milioni oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, con sentenza di 1° grado emessa nel marzo del 2012 le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate dal Tribunale di Busto Arsizio. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello. La Corte d'Appello di Milano ha parzialmente riformato la sentenza di primo grado e ha condannato Eni a restituire un importo complessivo di circa €9.200.000 alle compagnie aeree. In data 5 ottobre 2015, Eni ha notificato ricorso per Cassazione avverso la predetta sentenza d'appello. Le controparti, in data 13 novembre 2015, hanno notificato controricorso e ricorso incidentale chiedendo che la condanna di Eni fosse riquantificata nell'ammontare complessivo di €17.800.000 circa. Cautelativamente Eni ha altresì depositato (25 gennaio 2016) istanza di sospensione della provvisoria esecutività della sentenza di secondo grado innanzi alla stessa Corte d'Appello di Milano fissando l'udienza di discussione. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo rischi.
- (ii) **Eni SpA. Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere. Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Con provvedimento del 23 maggio 2014, il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano. Il giudizio prosegue.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e di altre Autorità regolamentari

- (i) **Eni SpA – Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato su dichiarazione quota mercato all'ingrosso di gas.** Con provvedimento n. 25064 del 1° agosto 2014 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un'istruttoria nei confronti di Eni al fine di verificare la veridicità dell'attestazione depositata da Eni nel maggio 2014 ("Attestazione 2014") della quota di mercato all'ingrosso detenuta dalla società per attività ed operazioni aventi ad oggetto gas naturale – in osservanza di quanto disposto dal Decreto Legislativo n. 130/2010 che fissa un valore-soglia detenibile da ciascun operatore del 55%. Nell'Attestazione 2014 Eni aveva dichiarato una quota di poco inferiore a tale valore-soglia, pari al 54%. Nel calcolare la propria quota di mercato Eni ha ritenuto corretto scomputare alcune categorie di cessioni di gas. L'AGCM ha determinato una quota di mercato pari a 56%, decidendo tuttavia di non irrogare a Eni alcuna sanzione pecuniaria in quanto ha ritenuto la violazione "non grave" tenuto conto che nell'Attestazione 2014 Eni aveva chiaramente dato evidenza della interpreta-

81607/559

zione adottata. Tale interpretazione, peraltro condivisa nel parere fornito dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del procedimento istruttorio, non è stata invece ritenuta condivisibile dall'AGCM. Eni ha impugnato il provvedimento finale dell'AGCM davanti al TAR Lazio, chiedendone l'annullamento.

- (ii) **Eni SpA – Istruttoria per presunte violazioni del Codice del Consumo in materia di fatturazione dei consumi Gas & Power.** Con provvedimento notificato in data 8 luglio 2015, l'AGCM ha avviato l'istruttoria per verificare la sussistenza di pratiche commerciali scorrette ai sensi del Codice del Consumo in materia di fatturazione dei consumi Gas & Power ai clienti retail. Il procedimento istruttorio trae origine da talune segnalazioni di consumatori e associazioni di consumatori pervenute all'AGCM nel periodo marzo 2014-giugno 2015, che lamentano casi in cui Eni avrebbe dato avvio alle procedure di messa in mora, recupero crediti e sospensione della fornitura in relazione a (i) richieste di pagamento in fattura di importi asseritamente erronei, anomali e/o non correttamente stimati; (ii) crediti di notevole entità maturati nei confronti dei clienti in caso di prolungato ritardo nell'emissione di fatture o di conguagli effettuati a distanza di diversi anni dall'avvenuto consumo; (iii) richieste di pagamento di fatture già saldate dai consumatori. L'attività istruttoria e la contestuale richiesta di informazioni alla società sono pertanto finalizzate ad acquisire elementi conoscitivi utili alla valutazione della sussistenza di tali presunte pratiche commerciali scorrette. La proposta d'impegni presentata da Eni al fine della chiusura del procedimento senza irrogazione di sanzioni non è stata accolta da AGCM. Il procedimento prosegue.

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

- (i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Successivamente, nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. All'udienza del 20 settembre 2011 il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte, e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e, il 24 ottobre 2013, la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. Pende ricorso per Cassazione.
- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati in Algeria da Saipem, controllata di Eni alla data di bilancio. In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Eni ha inoltrato l'atto per competenza a Saipem che in data 16 febbraio 2011 ha depositato i documenti oggetto di richiesta. Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità degli enti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Tale procedimento risulta riunito ad altro filone di indagini (cd. Iraq-Kazakhstan) avente ad oggetto attività del Gruppo Eni in Iraq e Kazakhstan. Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013. In data 7 febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura della Repubblica di Milano. Contestualmente è stata notificata ad Eni ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia. Dagli atti si è appreso che la Procura ha esteso le indagini oltre che a carico di Eni,

81607/560

anche nei confronti del suo ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2008). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- (i) la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;
- (ii) la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni. Gli esiti delle analisi svolte confermano l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. In data 24 ottobre 2014, è stata notificata ad Eni una richiesta di incidente probatorio della Procura di Milano avente ad oggetto l'esame di due indagati: l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e l'ex Presidente, Direttore Generale di Saipem Contracting Algeria. In data 14 gennaio 2015, è stato emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa). La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale, nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Acquisiti dalla difesa di Eni gli atti processuali depositati in relazione alla "richiesta di incidente probatorio", i verbali dell'udienza camerale e gli atti depositati ai fini della conclusione delle indagini preliminari, Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni un'ulteriore analisi ed approfondimento. All'esito, i consulenti incaricati hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza.

Il 12 febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati.

Il 2 ottobre 2015, il Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione.

Il 24 febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano, avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata ed ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice per l'Udienza Preliminare presso il Tribunale di Milano, per la celebrazione di una nuova Udienza Preliminare.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (iii) **Iraq-Kazakhstan.** La Procura della Repubblica di Milano ha avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultano indagati Eni ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 ed alcuni dirigenti e un ex dirigente della società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq.

Infatti, il 21 giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni".

I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni". Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni ed a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini risultano altresì indagati un ulteriore dipendente della società e altri fornitori.

In data 24 aprile 2012, la Procura della Repubblica di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il GIP di Milano ha rigettato la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura ritenendola infondata e il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello proposto dalla Procura con valutazioni su aspetti di merito, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni ha subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni. L'ordinanza del Tribunale del Riesame non è stata ulteriormente impugnata dall'Ufficio del Pubblico Ministero.

Anche sulla base di tale provvedimento, in data 13 marzo 2014 la difesa penale di Eni ha presentato istanza di archiviazione motivata al Pubblico Ministero.

81607/561

- (iv) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. 231/01. Dall'atto emerge che la Procura ha iscritto nel registro degli indagati anche un soggetto terzo ed altri, non esplicitamente indicati nella stessa informazione di garanzia. Contestualmente, è stata notificata alla società una "richiesta di consegna" ex art. 248 c.p.p., emessa dalla Procura della Repubblica di Milano. Dalla lettura dell'atto emerge che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura ed ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta. Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. In data 10 settembre 2014, la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. L'atto è stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni. Dai documenti notificati si desume che gli stessi sono iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza camerale del 15 di settembre 2014, fissata presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza, il sequestro è stato confermato.

Nel luglio 2014, l'Organismo di Vigilanza ed il Collegio Sindacale di Eni SpA hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, sia espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali americani a conclusione delle verifiche affidate dall'Organismo di Vigilanza e Collegio Sindacale di Eni hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite in relazione alla transazione di Eni e Shell con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di verifica sono stati messi a disposizione delle autorità giudiziarie, in più riprese, in ottica di trasparenza e cooperazione. Nel dicembre 2015, la Procura di Milano ha richiesto ulteriore proroga del termine delle indagini preliminari. In data 5 aprile 2016, la società controllata NAE ha ricevuto da parte dell'EFCC nigeriana (Economic and Financial Crime Commission) una convocazione al fine di acquisire informazioni nell'ambito di un'indagine avviata dall'autorità sulla concessione OPL 245.

- (v) **Eni SpA Divisione R&M procedimenti penali accise sui carburanti (Procedimento penale n. 6159/10 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Frosinone e procedimento penale n. 7320/14 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma).** Sono pendenti due procedimenti penali aventi ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Un primo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, risulta tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima, dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione chiesta con sollecitudine. In tale occasione si aveva conferma che il procedimento aveva ad oggetto la "presunta" immissione al consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane (ADD) in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione (PVC) per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,550 milioni. Nel maggio del 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha inoltre emesso l'avviso di pagamento relativo al mancato versamento delle accise dedotto nel PVC predisposto dalla GdF e dall'Agenzia delle Dogane di Frosinone. La società ha prontamente presentato ricorso avverso il predetto avviso innanzi alla Commissione Tributaria. Il secondo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Roma, ha ad oggetto sempre la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Tale procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e riguarda fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni SpA dislocate sul territorio nazionale. La società sta fornendo all'Autorità Giudiziaria la massima collaborazione con l'intento di chiarire innanzi al nuovo interlocutore le proprie ragioni a sostegno della correttezza del proprio operato. Inoltre su richiesta della Società, l'Unione Petrolifera ha interpellato l'Agenzia delle Dogane per conoscere il parere della stessa in merito alla correttezza delle modalità operative adottate. In data 30 settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti del precedente Direttore Generale della Divisione R&M. I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente. Il provvedimento è conseguenza del fatto che l'accertamento in corso riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. In data 5 marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura della Repubblica di Roma nell'ambito del medesimo procedimento. Scopo della perquisizione è stato quello di verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. I tre procedimenti penali sono stati tutti riuniti innanzi alla Procura della Repubblica di Roma che sta ancora conducendo le indagini preliminari. Infine, l'Agenzia delle Dogane, in riscontro al sopra citato interpello proposto dall'Unione Petrolifera, ha emesso una circolare con la quale ha fornito indicazioni ai competenti uffici territoriali doganali, dell'Agenzia delle Entrate e della Guardia di Finanza, in merito alle modalità attraverso le quali gli operatori del settore sono chiamati a determinare i quantitativi di prodotti petroliferi da assoggettare ad accisa. Tale circolare conferma la correttezza delle modalità procedurali seguite da Eni per l'assolvimento delle accise sui prodotti immessi in consumo. Nel mese di settembre 2015 la Procura della Repubblica di Roma ha disposto un accertamento tecnico irripetibile al fine di verificare la rispon-

81607/562

denza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici sono tuttora in corso. In questa occasione, si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della società.

- (vi) **Blocco Marine XII (Congo).** In data 9 luglio 2015 Eni ha ricevuto la notifica di un "sub-poena" presso la sede di New York. Si tratta di una richiesta di produzione documentale emessa dal Department of Justice degli USA in vista di un'audizione di un rappresentante di Eni in relazione agli asset "Marine XII" in Congo e a rapporti intrattenuti con alcune persone fisiche e società indicate nell'atto. Dai primi contatti informali intercorsi con l'autorità da parte dei legali americani incaricati da Eni, l'atto si inserirebbe in un contesto di indagine più ampio, nei confronti di parti terze, nell'ambito del quale Eni ha il ruolo di testimone e – potenzialmente – di soggetto danneggiato. È stata attivata la raccolta della documentazione rispondente alle richieste dell'autorità, con progressiva produzione all'autorità.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico.** Sono pendenti alcuni procedimenti tributari aventi ad oggetto la contestazione da parte di amministrazioni comunali dell'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativa a piattaforme offshore per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali prospicienti il territorio di tali comuni. La Corte di Cassazione con sentenza depositata il 24 febbraio 2016 relativa ad uno dei contenziosi predetti ha stabilito: (i) l'assoggettamento ad imposta delle piattaforme installate nel mare territoriale, (ii) la determinazione della base imponibile sulla base dei valori contabili e non di quelli di sostituzione, (iii) la non applicabilità di sanzioni. Il giudizio prosegue con il rinvio al giudice di merito per la determinazione del quantum. La società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Dal 2016 la legge di stabilità (art. 1 c. 21 della L. 28 dicembre 2015 n. 208) ha escluso dalla base imponibile "i macchinari, congegni, attrezzature ed altri impianti, funzionali allo specifico processo produttivo".

Estero

- (ii) **Eni Angola Production BV.** Le Autorità fiscali dell'Angola contestano a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, il timing di deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax osservando che il processo di ammortamento fiscale deve iniziare all'entrata in esercizio dell'asset. La società ha pagato le maggiori imposte oggetto di contestazione per gli anni 2002-2006 chiedendo il riconoscimento della propria posizione per gli esercizi successivi. A tal fine ha presentato ricorso omettendo di pagare gli importi contestati. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha stanziato il fondo rischi che riflette il valore finanziario del tempo e le associate penalità.

6. Contenziosi chiusi

- (i) **Consorzio TSKJ.** Il contenzioso si è chiuso con il rigetto da parte della Corte di Cassazione del ricorso da parte di Saipem nei confronti della sentenza della Corte di Appello di Milano che stabiliva la confisca del profitto del reato di corruzione internazionale pari a circa €25 milioni. Avendo Eni SpA manlevato Saipem da questa passività nei precedenti esercizi era stato già eseguito il relativo accantonamento nel bilancio Eni.
- (ii) **Indonesia.** L'Amministrazione Finanziaria indonesiana contesta a Lasmo Sanga Sanga Limited, società residente fiscalmente in UK, l'applicazione dell'aliquota del 10% relativa alla Branch Profit Tax ai sensi della convenzione contro le doppie imposizioni tra UK e Indonesia. L'Amministrazione ritiene si sarebbe dovuta applicare la ritenuta domestica del 20%. La Società ha stanziato un fondo rischi pari al 100% degli importi contestati dalle Autorità versando il relativo ammontare.

Contenziosi Saipem

- (i) **Delibera Consob n. 18949 del 18 giugno 2014 – Azioni risarcitorie.** Con provvedimento del 18 giugno 2014 (delibera n. 18949) Consob ha deliberato di applicare a Saipem SpA la sanzione amministrativa pecuniaria di €80.000 in relazione a un asserito ritardo nell'emissione del profit warning emesso dalla Società il 29 gennaio 2013. Saipem SpA il 28 luglio 2014 ha presentato ricorso alla Corte d'Appello di Milano per opporsi avverso la citata delibera. Con decreto depositato l'11 dicembre 2014 la Corte d'Appello di Milano ha rigettato l'opposizione proposta da Saipem. Saipem ha presentato ricorso in Cassazione avverso il decreto della Corte d'Appello di Milano. Il 28 aprile 2015, 64 investitori istituzionali – che affermano di avere investito in azioni Saipem dal 13 febbraio 2012 al 14 giugno 2013 – hanno notificato a Saipem SpA una citazione in giudizio dinanzi al Tribunale di Milano per chiedere la condanna della stessa al risarcimento di €174 milioni di asseriti danni. Saipem SpA si è costituita in giudizio contestando integralmente le richieste avversarie, eccependone l'inammissibilità e, comunque, l'infondatezza nel merito. Il giudizio si trova ancora in una fase iniziale. Inoltre, in relazione ad asseriti ritardi nell'informativa al mercato la Società ha ricevuto nel corso del 2015 alcune richieste stragiudiziali nonché richieste di mediazione. Le richieste per le quali è stato richiesto ed esperimento senza esito il tentativo di mediazione ammontano complessivamente a circa €193 milioni. Saipem SpA ha risposto alle citate richieste stragiudiziali e di mediazione rigettando ogni responsabilità. Allo stato le predette richieste svolte in sede stragiudiziale e/o di mediazione non sono state oggetto di azione giudiziaria.
- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati in Algeria

81607/563

Note al bilancio

2

da Saipem, controllata di Eni alla data di bilancio. In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, missionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013.

Saipem fin da subito ha fornito piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria ed ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa.

Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della Società e previa informativa alla Procura, ad avviare una verifica sui contratti oggetto dell'indagine, incaricando a tal fine uno studio legale esterno. Il Consiglio di Amministrazione il 17 luglio 2013 ha esaminato le conclusioni raggiunte dai consulenti esterni all'esito di un'attività d'indagine interna svolta in relazione ad alcuni contratti di intermediazione e subappalto relativi a progetti algerini. L'indagine interna si è basata sull'esame di documenti e su interviste di personale della Società e di altre società del Gruppo, a esclusione dei soggetti che, per quanto a conoscenza della Società, sarebbero direttamente coinvolti nell'indagine penale, per non interferire nelle attività investigative della Procura. Il Consiglio, confermando la massima collaborazione con gli organi inquirenti, ha deliberato di trasmettere l'esito dell'attività dei consulenti esterni alla Procura della Repubblica di Milano, per ogni opportuna valutazione e iniziativa di competenza nel più ampio contesto dell'indagine in corso. I consulenti hanno riferito al Consiglio: (i) di non aver rinvenuto evidenza di pagamenti a pubblici ufficiali algerini per il tramite dei contratti di intermediazione o di subappalto esaminati; e (ii) di aver rilevato violazioni, lesive degli interessi della Società, di regole interne e procedure – all'epoca in vigore – relative all'approvazione e alla gestione dei contratti di intermediazione e di subappalto esaminati e ad altre attività svolte in Algeria.

In data 14 gennaio 2015, è stato emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Saipem e persone fisiche. La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale, nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010.

Il 5 febbraio 2015, il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem relativamente: (i) agli aspetti fiscalmente rilevanti scaturenti dalle verifiche nell'ambito del presente procedimento penale, per i periodi di imposta 2008-2010; (ii) ai rapporti economici intrattenuti con imprese extra UE aventi regimi fiscali privilegiati, per il solo periodo di imposta 2010. Ad esito di tali verifiche il 14 aprile 2015 è stato notificato a Saipem un processo verbale di constatazione ("PVC"), nel quale sono ritenuti non deducibili costi per l'ammontare complessivo di circa €181 milioni. Saipem ha presentato le proprie osservazioni difensive e la richiesta di archiviazione all'Agenzia delle Entrate, Direzione Regionale della Lombardia, Ufficio Grandi Contribuenti. Il 9 luglio 2015 l'Agenzia delle Entrate ha notificato a Saipem 4 avvisi di accertamento relativamente a imposte sul reddito, interessi e sanzioni per l'ammontare di circa €155 milioni. Saipem intende presentare ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale.

Il 2 ottobre 2015 il Giudice dell'Udienza Preliminare ha pronunciato i seguenti provvedimenti:

- (i) sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati per il reato di corruzione internazionale;
- (ii) decreto che dispone il giudizio, tra gli altri, per Saipem e per 3 ex dipendenti di Saipem, (l'ex Vice Presidente e Amministratore Delegato-CEO, l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction e l'ex Chief Financial Officer) con riferimento all'accusa di corruzione internazionale formulata dalla Procura secondo la quale gli stessi imputati avrebbero concorso a consentire, sulla base di criteri di mero favoritismo, l'aggiudicazione a Saipem di 7 contratti in Algeria. Per le sole persone fisiche (non per Saipem) il rinvio a giudizio è stato pronunciato anche con riferimento all'ipotesi di dichiarazione fraudolenta (reato fiscale) promossa dalla Procura.

Il 24 febbraio u.s. la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano, ha rigettato le decisioni del GUP e disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice per l'Udienza Preliminare presso il Tribunale di Milano, per la celebrazione di una nuova Udienza Preliminare.

In Algeria sono state avviate indagini, sin dal 2010, che coinvolgono una società controllata da Saipem (Saipem Contracting Algeria SpA). Alcuni conti correnti in valuta locale di tale società relativi a due progetti in fase di completamento in Algeria sono stati bloccati, per un saldo totale equivalente a circa €90 milioni ai cambi correnti.

Nel corso del 2012 si è avuta conoscenza che l'indagine concerne un'ipotesi di reato relativa ad un'asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di contratti conclusi con una società pubblica a carattere industriale e commerciale, beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. Nel gennaio 2013, la Chambre d'Accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati.

Il 2 febbraio 2016 è stata pronunciata dal Tribunale di Algeri la sentenza di primo grado che condanna Saipem Contracting Algeria al pagamento di una ammenda d'importo pari a circa €34.000. In particolare, Saipem Contracting Algeria è stata ritenuta responsabile della maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di una gara.

La sentenza ha, inoltre, deciso di rimettere nella disponibilità di Saipem Contracting Algeria due conti correnti in valuta locale, il cui saldo totale ammonta a circa €82 milioni (importo calcolato al cambio del 31 dicembre 2015) che erano stati bloccati nel 2010.

La decisione del Tribunale di Algeri è stata impugnata da tutte le parti in causa ad eccezione dell'ente petrolifero algerino Sonatrach essendo stata accolta dal medesimo Tribunale la richiesta di svolgere una eventuale successiva azione di risarcimento danni in un procedimento civile. Tale azione civile, allo stato, non è stata avviata da Sonatrach, né è stato dalla medesima precisato l'ammontare dell'asserito danno.

ne

81607/364

Per effetto delle citate impugnazioni, le decisioni del Tribunale di Algeri sono sospese (in particolare l'irrogazione dell'ammenda e lo sblocco dei due conti correnti).

L'autorità giudiziaria algerina sta svolgendo indagini anche nei confronti della capogruppo italiana Saipem in merito a presunti fatti di corruzione.

- (iii) **Indagini in corso. Procura della Repubblica di Milano – Brasile.** In data 12 agosto 2015 Saipem ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano la notifica di un'informazione di garanzia e di una richiesta di documentazione nell'ambito di un nuovo procedimento penale, per il presunto reato di corruzione internazionale, aperto dagli uffici giudiziari milanesi in relazione a un contratto assegnato nel 2011 dalla società brasiliana Petrobras a Saipem SA (Francia) e Saipem do Brasil (Brasile). Le indagini risultano ancora in corso e non sono pervenute nuove notifiche da parte della Procura di Milano.

Per quanto appreso solo a mezzo stampa, tale contratto è oggetto di indagini nei confronti di alcuni cittadini brasiliani tra i quali anche un ex collaboratore di Saipem do Brasil, da parte delle autorità giudiziarie del Brasile.

Il Gruppo Saipem non ha ricevuto alcuna notifica al riguardo da parte delle autorità giudiziarie brasiliane.

Attività in concessione

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

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi.

In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2015 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,67 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 6,84 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 12,84 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

Ricavi

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	2013	2014	2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	98.552	93.225	67.744
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(5)	(38)	(4)
	98.547	93.187	67.740

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

(€ milioni)	2013	2014	2015
Accise	12.650	12.289	1.889
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.018	1.586	1.154
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	5.459	5.191	5.609
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.909	1.804	1.643
	22.036	20.870	20.295

I ricavi della gestione caratteristica comprendono la revisione della stima dei crediti per fatture da emettere da parte del business retail Gas & Power per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi.

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 44 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

(€ milioni)	2013	2014	2015
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	369	90	466
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	44	390	253
Locazioni e affitti di azienda	84	88	83
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	33	36	35
Indennizzi	40	42	33
Altri proventi(*)	547	393	335
	1.117	1.039	1.205

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

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di €466 milioni riguardano per €456 milioni asset del settore Exploration & Production. Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Costi operativi

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	2013	2014	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	62.226	58.655	37.801
Costi per servizi	12.044	11.448	12.389
Costi per godimento di beni di terzi	2.606	2.635	2.189
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	709	312	634
Altri oneri	904	1.349	1.387
	78.489	74.394	54.400
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(305)	(246)	(317)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(76)	(81)	(100)
	78.108	74.067	53.983

ME

81607/566

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €139 milioni (€142 milioni e €134 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per €635 milioni (€552 milioni e €559 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014) e royalties su prodotti petroliferi estratti per €865 milioni (€1.413 milioni e €1.278 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014).

Gli altri oneri di €1.387 milioni (€904 milioni e €1.349 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014) comprendono: (i) oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting per €278 milioni (€50 milioni e €409 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014); (ii) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali da parte del settore Gas & Power per €549 milioni; tale accantonamento comprende la svalutazione da parte del business retail Gas & Power dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas di €130 milioni e di energia elettrica di €96 milioni; (iii) minusvalenze da vendita e da radiazione di attività materiali, immateriali e rami d'azienda per €70 milioni riferite per €60 milioni al settore Exploration & Production.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014	2015
Pagabili entro:			
1 anno	621	520	493
da 2 a 5 anni	1.042	1.106	1.053
oltre 5 anni	310	724	807
	1.973	2.350	2.353

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €634 milioni (€709 milioni e €312 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €192 milioni (utilizzi netti di €44 milioni e accantonamenti netti di €35 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €217 milioni (accantonamenti netti di €121 milioni e €170 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 44 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Costo lavoro

(€ milioni)	2013	2014	2015
Salari e stipendi	2.112	2.319	2.391
Oneri sociali	372	367	378
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	62	69	82
Altri costi	335	144	166
	2.881	2.899	3.017
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(164)	(266)	(193)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(60)	(61)	(46)
	2.657	2.572	2.778

Gli altri costi di €166 milioni (€335 milioni e €144 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014) comprendono oneri per esodi agevolati per €28 milioni (€254 milioni e €5 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014) e oneri per programmi a contributi definiti per €72 milioni (€69 milioni e €70 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

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

	2013		2014		2015	
(numero)	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	935	35	939	25	936	17
Quadri	7.795	131	8.026	121	8.224	108
Impiegati	15.659	806	15.666	595	15.321	379
Operai	4.490	809	4.256	559	3.941	303
	28.879	1.781	28.887	1.300	28.422	807

81607/564

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo e non comprende i dipendenti delle discontinue operations. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Compensi spettanti ai key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €38 milioni, €43 milioni e €42 milioni rispettivamente per il 2013, il 2014 e il 2015 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014	2015
Salari e stipendi	25	25	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	10	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		6	2
	38	43	42

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,4 milioni, €10,1 milioni e €6,7 milioni rispettivamente per gli esercizi 2013, 2014 e 2015. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,474 milioni, €0,419 milioni e €0,551 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2013, 2014 e 2015.

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

Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	2013	2014	2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	25	(133)	2
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(96)	278	(487)
	(71)	145	(485)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario per €657 milioni di oneri netti (oneri netti per €8 milioni e proventi netti per €27 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014); (ii) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity per €186 milioni di proventi netti (oneri netti per €91 milioni e proventi netti per €220 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014); (iii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per €16 milioni di oneri netti (proventi netti per €3 milione e €31 milioni rispettivamente nel 2013 e nel 2014).

I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)	2013	2014	2015
Ammortamenti:			
- attività materiali	6.652	7.368	8.482
- attività immateriali	1.962	1.772	1.181
	8.614	9.140	9.663
Svalutazioni:			
- attività materiali	2.061	1.022	4.668
- attività immateriali	507	53	161
	2.568	1.075	4.829
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(212)	(62)	(3)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(3)	(2)	(2)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(6)	(4)	(7)
	10.961	10.147	14.480

Gli ammortamenti e svalutazioni sono analizzati per settore di attività alla nota n. 44 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

81607/568

Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2013	2014	2015
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	5.030	5.672	8.576
Oneri finanziari	(5.941)	(7.042)	(10.062)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24	3
	(907)	(1.346)	(1.483)
Strumenti finanziari derivati	(92)	165	160
	(999)	(1.181)	(1.323)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2013	2014	2015
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(742)	(759)	(740)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(145)	(112)	(98)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	36	26	2
- Interessi attivi verso banche	39	19	19
- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24	3
	(808)	(802)	(814)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	4.803	5.407	8.352
- Differenze passive di cambio	(4.779)	(5.815)	(8.703)
	24	(408)	(351)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	166	157	159
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	61	74	109
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(240)	(292)	(291)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(110)	(75)	(295)
	(123)	(136)	(318)
	(907)	(1.346)	(1.483)

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

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014	2015
Opzioni	(41)	68	33
Strumenti finanziari derivati su valute	(91)	51	96
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	40	46	31
	(92)	165	160

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €160 milioni (oneri netti per €92 milioni nel 2013 e proventi netti per €165 milioni nel 2014) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati.

I proventi su opzioni di €33 milioni (oneri netti per €41 milioni nel 2013 e proventi per €68 milioni nel 2014) riguardano il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA (oneri per €55 milioni nel 2013 e proventi per €23 milioni nel 2014) dovuto alla riduzione della passività outstanding a fine 2014 per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti su circa il 6% delle azioni e all'approssimarsi della scadenza del diritto su circa il 2% delle azioni ancora in mano Eni al 31 dicembre 2015. Nel 2013 e nel 2014 la valutazione al fair value delle opzioni impli-

81607/569

cite nel bond convertibile in azioni Galp Energia SGPS SA ha determinato rispettivamente proventi per €14 milioni e per €45 milioni; nel 2015 il bond Galp Energia SGPS SA è stato integralmente rimborsato. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	2013	2014	2015
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	294	188	146
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(84)	(79)	(591)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	10	(5)	(7)
	220	104	(452)

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 19 – Partecipazioni. L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 44 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	2013	2014	2015
Dividendi	400	384	402
Plusvalenze nette da vendita	3.598	160	164
Altri proventi (oneri) netti	1.865	(179)	10
	5.863	365	576

I dividendi di €402 milioni riguardano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€222 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€21 milioni).

I dividendi relativi al 2014 di €384 milioni riguardavano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€247 milioni), Snam SpA (€43 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€22 milioni).

I dividendi relativi al 2013 di €400 milioni riguardavano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€224 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€43 milioni).

Le plusvalenze nette da vendite di €164 milioni riguardano: (i) la plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Maggiori informazioni sulla cessione sono indicate alla nota n. 19 – Partecipazioni; (ii) la plusvalenza di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam SpA. Maggiori informazioni sulla cessione sono indicate alla nota n. 19 – Partecipazioni; (iii) la plusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Česká Republika Sro; (iv) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Srl; (v) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC); (vi) la plusvalenza di €1 milione relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovensko Spol Sro; (vii) la minusvalenza di €47 milioni relativa alla cessione del 76% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas Cuyana SA, del 6,84% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas Cuyana SA, del 25% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas del Centro SA e del 31,35% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas del Centro SA.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2014 di €160 milioni riguardavano: (i) per €96 milioni la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €77 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (ii) per €54 milioni la cessione del 20% (intera quota posseduta) del capitale sociale di South Stream Transport BV a Gazprom; (iii) per €9 milioni la cessione del 50% (intera quota posseduta) del capitale sociale di EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH ad EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2013 di €3.598 milioni riguardavano: (i) per €3.359 milioni la cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico a China National Petroleum Corporation (CNPC) che attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship; (ii) per €98 milioni la cessione dell'8,19% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €67 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iii) per €75 milioni la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iv) per €63 milioni la cessione del 49% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Super Octanos CA.

Gli altri proventi netti di €10 milioni comprendono: (i) il provento relativo all'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale di 77,7 milioni di azioni Snam SpA per €49 milioni per le quali è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Partecipazioni; (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo copertura perdite di €10 milioni relativo alla società Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company; (iii) la svalutazione di €49 milioni della partecipazione Unión Fenosa Gas SA.

81607/540

Gli altri oneri netti relativi al 2014 di €179 milioni comprendevano l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA (oneri per €231 milioni al prezzo di €8,43 per azione) e di 288,7 milioni di azioni Snam SpA (proventi per €10 milioni al prezzo di €4,1 per azione). Tali partecipazioni sono valutate in base alla fair value option perché al servizio di prestiti obbligazionari convertibili.

Gli altri proventi netti relativi al 2013 di €1.865 milioni comprendevano: (i) la rivalutazione del 60% (intera quota posseduta) della partecipazione Artic Russia BV. La partecipazione in Artic Russia BV era classificata nella attività destinate alla vendita e valutata al fair value per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Ciò ha determinato una plusvalenza da rivalutazione per valutazione al fair value di €1.682 milioni. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014; (ii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della Relazione finanziaria consolidata 2013 di 288,7 milioni di azioni Snam SpA e di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di due prestiti obbligazionari convertibili emessi rispettivamente per Snam il 18 gennaio 2013 e per Galp il 30 novembre 2012 per, rispettivamente, €158 milioni e €10 milioni di proventi.

Imposte sul reddito

(€ milioni)	2013	2014	2015
Imposte correnti:			
- imprese italiane	827	(566)	160
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	7.602	6.512	4.015
- imprese estere	97	114	211
	8.526	6.060	4.386
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(33)	511	628
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	756	128	(1.844)
- imprese estere	(194)	(18)	(23)
	529	621	(1.239)
	9.055	6.681	3.147

Le imposte correnti relative alle imprese italiane di €160 milioni riguardano l'Ires per €12 milioni, l'Irap per €31 milioni e imposte estere per €117 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 27,5% (27,5% e 38,0% rispettivamente nel 2014 e nel 2013) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2013	2014	2015
Utile ante imposte	12.951	6.873	(3.980)
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	38,0	27,5	27,5
Imposte teoriche	4.921	1.890	(1.095)
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	2.606	4.064	2.767
- effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	1.244	1.002	834
- svalutazione crediti e revisione stima per fatture da emettere per vendita di gas ed elettricità relative ad esercizi precedenti			227
- effetto tassazione dividendi infragruppo	108	51	114
- effetto Irap delle società italiane	10	5	105
- effetto tassazione delle plusvalenze da cessione di partecipazioni	(1.063)	25	(39)
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009		(825)	
- effetto applicazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	185		
- effetti relativi alle discontinued operations	674	496	148
- differenze permanenti e altre motivazioni	370	(27)	86
	4.134	4.791	4.242
Imposte effettive	9.055	6.681	3.147

Nel 2015, la maggiore tassazione delle imprese estere di €2.767 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €2.699 milioni e comprende l'effetto relativo alle svalutazioni di attività per imposte anticipate per effetto scenario di €1.058 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €834 milioni è riferito alle società italiane e riguarda la svalutazione delle attività per imposte anticipate

81607/51

di €311 milioni dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e la riduzione dell'aliquota Ires dal 27,5% al 24% con decorrenza dal 1° gennaio 2017 di €523 milioni. L'effetto Irap delle società italiane di €105 milioni comprende €54 milioni di svalutazioni di attività per imposte anticipate connesse alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

Nel 2014, la maggiore tassazione delle imprese estere di €4.064 milioni riguarda essenzialmente il settore Exploration & Production. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €1.002 milioni riguarda la svalutazione di attività per imposte anticipate delle società italiane di €526 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri e al minore tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale Ires di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax, di €476 milioni per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso. Nel 2013, la maggiore tassazione delle imprese estere di €2.606 milioni riguarda essenzialmente il settore Exploration & Production. L'effetto minore tassazione delle plusvalenze da cessione di partecipazioni di €1.063 milioni comprende gli effetti relativi alla parziale non imponibilità della plusvalenza da cessione del 28,57% di Eni East Africa SpA per €917 milioni, la non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulle partecipate Galp Energia SGPS SA e Snam SpA per €123 milioni. Le differenze permanenti ed altre motivazioni di €370 milioni comprendono gli effetti relativi alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Europeo del gas per €135 milioni.

Le imposte sul reddito relative alle discontinued operations, comprese nella voce di conto economico "Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations" si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014	2015
Imposte correnti:			
- imprese italiane	(21)	25	4
- imprese estere	215	199	339
	194	224	343
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(165)	(197)	233
- imprese estere	(79)	(216)	(5)
	(244)	(413)	228
	(50)	(189)	571

Utile per azione

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

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.797.043, di 3.610.387.582 e di 3.601.140.133 rispettivamente negli esercizi 2013, 2014 e 2015.

Negli anni considerati non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

	2013	2014	2015
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito	3.622.797.043	3.610.387.582	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni (milioni di €)	5.160	1.291	(8.783)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	1,42	0,36	(2,44)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (milioni di €)	3.472	101	(7.580)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	0,96	0,03	(2,13)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (milioni di €)	1.688	1.190	(1.103)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	0,46	0,33	(0,31)

Pne

81607/572

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Dal 1° gennaio 2015 la segment information è stata modificata con la finalità di allineare i reportable segment di Eni ad alcuni cambiamenti nell'assetto organizzativo e di responsabilità definiti dal management. Le principali variazioni rispetto alla precedente articolazione della segment information hanno riguardato:

- i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore Gas & Power, coerentemente con la struttura organizzativa definita. In precedenza tale attività erano riportate nel segmento Refining & Marketing nella logica di rappresentare i risultati per filiera di commodity. Nel 2014 l'attività oggetto di trasferimento ha registrato circa €50 miliardi di ricavi e una perdita operativa reported di €122 milioni;
- i risultati dei due segmenti operativi Versalis e Refining & Marketing, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili;
- i precedenti segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" sono stati accorpati in quanto residuali, al fine di ridurre il numero dei reportable segment in linea con la segment information adottata dai principali player O&G.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Per effetto dei piani di dismissione in corso alla reporting date, il business Chimica gestito da Versalis (Eni 100%), in precedenza combinato in un unico reportable segment con Refining & Marketing e Ingegneria & Costruzioni gestito da Saipem (Eni 42,9%) sono stati classificati come discontinued operations.

I periodi di confronto sono stati riesposti (v. nota n. 1 – Criteri di redazione).

Al 31 dicembre 2015 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial.

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tali cambiamenti.

Di seguito si riportano le principali misure di risultato per segmento operativo relative all'esercizio 2013 e all'esercizio 2014 rimesse in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni e con il restatement relativo alle discontinued operations.

Informazioni pubblicate nel 2013 e nel 2014

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Utili interni	Elisioni	Totale
Esercizio 2013										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^[a]	31.264	32.212	52.238	5.859	11.598	1.453	80	18	(25.025)	114.697
Risultato operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(399)	(337)	38		8.888
Attività direttamente attribuibili	59.784	18.205	15.013	3.169	14.208	968	255	(793)		110.809
Esercizio 2014										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^[a]	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378	78	54	(22.711)	109.847
Risultato operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)	(272)	398		7.917
Attività direttamente attribuibili	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042	258	(486)		115.792

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

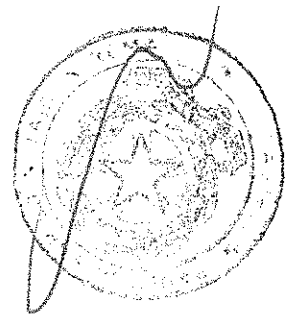
Informazioni riepilogative

81607/573

N. 2014

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Utili interni	Elisioni	Totale	Discontinued operations		Discontinued operations		Continuing operations
										Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Infragruppo	Chimica	Elisioni Infragruppo	
Esercizio 2013														
Ricavi netti della gestione caratteristica ^[a]	31.264	79.619	27.201	5.859	11.598	1.496	18	(42.358)	114.697	(11.598)	1.018	(5.859)	289	98.547
Risultato operativo	14.868	[2.923]	(1.534)	(727)	(98)	(736)	38		8.888	98	890	727	(2.736)	7.867
Attività direttamente attribuibili	59.784	20.500	12.718	3.169	14.208	1.223	(793)		110.809					
Esercizio 2014														
Ricavi netti della gestione caratteristica ^[a]	28.488	73.434	24.330	5.284	12.873	1.429	54	(36.045)	109.847	(12.873)	1.244	(5.284)	253	93.187
Risultato operativo	10.766	64	(2.107)	(704)	18	(518)	398		7.917	(18)	1.105	704	(2.123)	7.585
Attività direttamente attribuibili	68.113	19.342	10.254	3.059	14.210	1.300	(486)		115.792					

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.



De

81607/576

Le informazioni complete per i nuovi settori di attività sono le seguenti:

								Discontinued operations		Discontinued operations			
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Utili Interni	Totale	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	Chimica	Elisioni infragruppo	Continuing operations
{€ milioni}													
2013													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	31.264	79.619	27.201	5.859	11.598	1.496	18						
a dedurre: ricavi infrasettori	{18.218}	{18.143}	{3.349}	{289}	{1.018}	{1.341}							
Ricavi da terzi	13.046	61.476	23.852	5.570	10.580	155	18	114.697	{10.580}		{5.570}		98.547
Risultato operativo	14.868	{2.923}	{1.534}	{727}	{98}	{736}	38	8.888	98	890	727	{2.736}	7.867
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	61	314	100	65	76	255	{21}	850	{76}		{65}		709
Ammortamenti e svalutazioni	7.829	2.098	978	139	721	81	{25}	11.821	{721}		{139}		10.961
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	71	5		2	15		222	{2}				220
Attività direttamente attribuibili ^(b)	59.784	20.500	12.718	3.169	14.208	1.223	{793}	110.809					
Attività non direttamente attribuibili								27.532					
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.730	999	74	148	166	36		3.153					
Passività direttamente attribuibili ^(c)	15.608	12.577	3.684	844	5.517	4.346	{86}	42.490					
Passività non direttamente attribuibili								34.802					
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.475	229	672	314	902	211	{3}	12.800					
2014													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	28.488	73.434	24.330	5.284	12.873	1.429	54						
a dedurre: ricavi infrasettori	{16.618}	{14.251}	{2.409}	{253}	{1.244}	{1.270}							
Ricavi da terzi	11.870	59.183	21.921	5.031	11.629	159	54	109.847	{11.629}		{5.031}		93.187
Risultato operativo	10.766	64	{2.107}	{704}	18	{518}	398	7.917	{18}	1.105	704	{2.123}	7.585
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	29	{26}	124	28	154	188	{3}	494	{154}		{28}		312
Ammortamenti e svalutazioni	9.163	360	566	195	1.157	84	{26}	11.499	{1.157}		{195}		10.147
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	42	8	{4}	21	2		121	{21}		4		104
Attività direttamente attribuibili ^(b)	68.113	19.342	10.254	3.059	14.210	1.300	{486}	115.792					
Attività non direttamente attribuibili								30.415					
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.959	772	73	155	120	36		3.115					
Passività direttamente attribuibili ^(c)	19.152	12.141	3.395	698	6.171	3.903	{165}	45.295					
Passività non direttamente attribuibili								38.703					
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.524	172	537	282	694	113	{82}	12.240					
2015													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	21.436	52.096	18.458	4.717	11.507	1.468							
a dedurre: ricavi infrasettori	{12.115}	{9.917}	{2.372}	{171}	{1.243}	{1.314}							
Ricavi da terzi	9.321	42.179	16.086	4.546	10.264	154		82.550	{10.264}		{4.546}		67.740
Risultato operativo	{144}	{1.258}	{552}	{1.393}	{694}	{497}	{23}	{4.561}	694	1.228	1.393	{1.535}	{2.781}
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	221	41	138	10	104	226	8	748	{104}		{10}		634
Ammortamenti e svalutazioni	13.404	515	498	1.484	1.208	91	{28}	12.172	{1.208}		{1.484}		14.480
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	{447}	{2}		{3}	17	{3}		{438}	{17}		3		{452}
Attività direttamente attribuibili ^(b)	68.640	14.290	8.743	1.362	13.608	1.117	{543}	107.217					
Attività non direttamente attribuibili								27.575					
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.821	690	72	188	134	36		2.941	{134}		{188}		2.619
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.742	9.313	3.121	536	5.861	3.824	{199}	40.198					
Passività non direttamente attribuibili								40.925					
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.234	154	408	220	561	64	{85}	11.556					

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

81607/575

Non

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2013								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	28.619	14.513	7.992	8.683	17.921	31.300	1.781	110.809
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.044	1.089	1.553	1.506	1.799	4.556	253	12.800
2014								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	26.516	15.086	8.703	8.456	20.424	34.868	1.739	115.792
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.785	853	1.407	1.196	1.974	4.864	161	12.240
2015								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	20.933	12.081	7.725	7.349	21.774	35.896	1.459	107.227
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.348	729	1.173	752	2.382	5.114	58	11.556

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2013	2014	2015
Italia	29.049	26.921	22.366
Resto dell'Unione Europea	28.966	27.112	18.637
Resto dell'Europa	10.849	11.729	6.934
Americhe	5.259	5.658	4.156
Asia	13.886	12.683	8.936
Africa	9.990	8.776	6.470
Altre aree	548	308	241
	98.547	93.187	67.740

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) il rapporto intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €17 milioni e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

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

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2015" che si considera parte integrante delle presenti note.

Dve

81607/576

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2013

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2013			2013						
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) operativi
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	1	69			132					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	78	165								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	16	6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33						165	1		
InAgip doo	57	22			63			6		
Karachaganak Petroleum Operating BV	26	220		1.218	275	4		19		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	55	5								
Mellitah Oil & Gas BV	7	61		16	215			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	360			570			1		
Petromar Lda	71	7	29							
PetroSucre SA	57							1		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1			1		254			
Unión Fenosa Gas SA	2	1	57			32	17	2	1	
Altre (*)	123	182	18	79	228	5	150	46	8	
	607	1.109	6.226	1.313	1.484	41	586	79	9	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	115	153			506	16		52	4	
Eni BTC Ltd			147							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	62	1	10					2		
Altre (*)	14	56	2	6	11	4	6	7	1	
	191	210	159	6	517	20	6	61	5	
	798	1.319	6.385	1.319	2.001	61	592	140	14	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	134	29		2	848		78	109	2	49
Gruppo Snam	337	564	13	38	2.038	4	792	40	1	
Gruppo Terna	43	58		124	149	13	118	35	2	19
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	135		811		96	265	21	9	
Altre (*)	47	70		7	88	4	48	4		
	647	856	13	982	3.123	117	1.301	209	14	68
Fondi pensione e fondazioni		2			4	48				
	1.445	2.177	6.398	2.301	5.128	226	1.893	349	28	68
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due					127			168		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					2			44		
InAgip doo								28		
KWANDA - Suporte Logistico Lda					2	1		6		
Petrobel Belayim Petroleum Co								46		
Petromar Lda					6	1		69		
Altre (*)					86	2		34	1	
					223	4		395	1	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV								489		
Altre (*)					34		7	1	4	
					34		7	490	4	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam								47		
Gruppo Terna								3		
Altre (*)					19					
					19			50		
Fondi pensione e fondazioni						3				
					276	7	7	935	5	
Totale	1.445	2.177	6.398	2.301	5.404	233	1.900	1.284	33	68

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

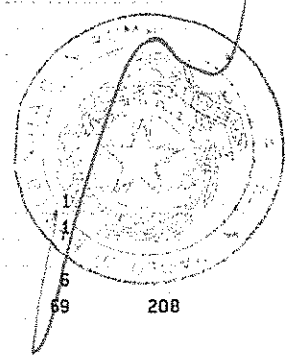
Esercizio 2014

(€ milioni)

	31.12.2014			2014						Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	2	60			169					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	120	152								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	23	12	6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH							134	2		
InAgip doo	52	11			44		1	7		
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	233		1.246	320	22		20		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	68	15								
Mellitah Oil & Gas BV	98	58		10	235			7		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	375			603			2		
Petromar Lda	93	4	21							
South Stream Transport BV										1
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1					157			
Unión Fenosa Gas SA			57		1	1				
Altre ⁽¹⁾	122	67		17	85	6	90	56	10	
	668	988	6.200	1.273	1.457	29	382	94	11	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV					342	7		32	2	
Eni BTC Ltd			167							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	61	1	10					3		
Altre ⁽¹⁾	13	52	1		11		4	2	4	
	74	53	178		353	7	4	37	6	
	742	1.041	6.378	1.273	1.810	36	386	131	17	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	156	122			933		181	133	1	183
Gruppo Snam	147	585	7	155	1.867	5	235	33		13
Gruppo Terna	33	65		89	154	7	120	31	44	12
GSE - Gestore Servizi Energetici	88	124		580	2	60	172	14		
Altre ⁽¹⁾	44	93		8	86	3	45	2	1	
	468	989	7	832	3.042	75	753	213	46	208
Fondi pensione e fondazioni		2			4	60				
	1.210	2.032	6.385	2.105	4.856	171	1.139	344	63	208
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due					159			216		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					3			14		
KWANDA - Suporte Logistico Lda					10			9		
Petrobel Belayim Petroleum Co								83		
Petromar Lda					1	1		61		
South Stream Transport BV								495		
Altre ⁽¹⁾					97	12	5	36	5	
					270	13	5	914	5	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV								155		
Altre ⁽¹⁾					2					
					2			155		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam								39		
Gruppo Terna								4		
Altre ⁽¹⁾					25			4	1	
					25			47	1	
Fondi pensione e fondazioni						1				
					297	14	5	1.116	5	
Totale	1.210	2.032	6.385	2.105	5.153	185	1.144	1.460	69	208

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

81607/577

Altri proventi
(oneri)
operativi

Ne

816073548

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			2015						Altri proventi (oneri) operativi
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	6	60			187					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due		1								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno			6.122							
Karachaganak Petroleum Operating BV	48	171		748	403	8		10		
Mellitah Oil & Gas BV	8	16		46	339			19		
Petrobrel Belayim Petroleum Co	16	183			543					
Petromar Lda	2		6							
Unión Fenosa Gas SA	1		57							(4)
Altre ^(*)	93	16		27	70	1	52	63	13	(2)
	174	447	6.185	821	1.542	9	52	92	13	(6)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni México S. de RL de CV			101							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	65	1	9					3		
Altre ^(*)	10	19	3	2	2		4	2	2	
	75	20	113	2	2		4	5	2	
	249	467	6.298	823	1.544	9	56	97	15	(6)
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	138	203			1.063		196	134		90
Gruppo Snam	144	522	3	137	2.014	5	249	24	1	
Gruppo Terna	18	42		109	125	14	77	15	29	12
GSE - Gestore Servizi Energetici	44	63		419	5	35	307	43		
Altre ^(*)	22	36			44	6	29	1		
	366	866	3	665	3.251	60	858	217	30	102
Fondi pensione e fondazioni	1	2			4	50				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Con-	185	300			453	12	35	60		
joint des Opérations «OC SH/FCP»										
	801	1.635	6.301	1.488	5.252	131	949	374	45	96
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	60	99	68		101			145		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	9	3			3			1		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	69	10				5		8		
Mellitah Oil & Gas BV	9				7					
Petrobrel Belayim Petroleum Co	19							86		
Petromar Lda	97	16			16			45		
Altre ^(*)	39	53		10	108		9	28	25	
	302	181	68	10	235	5	9	313	25	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Altre ^(*)	8	1			2					
	8	1			2					
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam	25	46						36		
Gruppo Terna								4		
Altre ^(*)		7			15					
	25	53			15			40		
Fondi pensione e fondazioni						1				
	335	235	68	10	252	6	9	353	25	
Totale	1.136	1.870	6.369	1.498	5.504	137	958	727	70	96

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

81607/519

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belagim Petroleum Co, Groupement Sonatrach – Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda e, limitatamente a Petromar Lda, le garanzie rilasciate per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni México S. de RL de CV a copertura del programma lavori minimo offerto in sede d'asta;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione).

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

- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali, servizi di trasporto e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il Gruppo Ehel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi, e il fair value dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica e la vendita di prodotti petroliferi a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €44 milioni;
- i contributi erogati a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €6 milioni e €5 milioni.



Dce

81607/580

Rapporti di natura finanziaria

Esercizio 2013

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2013			2013	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	236				10
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Matrica SpA	100				
Shatskmorneftegaz Sarl	51			13	
Société Centrale Electrique du Congo SA	74		5		
Unión Fenosa Gas SA		120			
Altre ^(*)	281	86	15	72	19
	742	206	170	85	29
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	59	57	1		1
	59	57	1		1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		1			3
		1			3
	801	264	171	85	33
Discontinued operations					
Joint venture e imprese collegate					
Matrica SpA					4
Altre ^(*)					4
					8
Totale	801	264	171	85	41

[*] Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2014

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2014			2014	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	621				29
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		6
Matrica SpA	200				
Société Centrale Electrique du Congo SA	84		2		
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre ^(*)	84	13	19	55	4
	989	103	171	55	39
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	68	73	2		1
	68	73	2		1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		5			1
		5			1
	1.057	181	173	55	41
Discontinued operations					
Joint venture e imprese collegate					
Matrica SpA					5
					5
Totale	1.057	181	173	55	46

[*] Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

81607/581

Nacci

Esercizio 2015

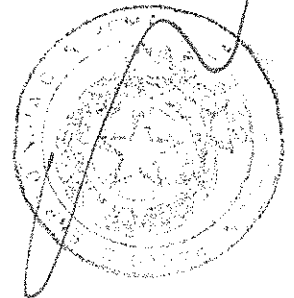
(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	1.112				65
Société Centrale Electrique du Congo SA	94				
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre ^(*)	27	7	12	54	5
	1.203	97	12	54	70
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	51	111			1
	51	111			1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)	27				1
	27				1
	1.361	208	12	54	72
Discontinued operations					
Joint venture e imprese collegate					
Matrica SpA	219				11
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Altre ^(*)	5				
	224		150		11
Totale	1.585	208	162	54	83

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

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario in Venezuela e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse della società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- il finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Unión Fenosa Gas SA.



Tye

81607/582

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	1.973	6,90	20.950	1.944	9,28
Altre attività correnti	4.385	43	0,98	3.639	50	1,37
Altre attività finanziarie non correnti	1.022	239	23,39	788	158	20,05
Altre attività non correnti	2.773	12	0,43	1.757	10	0,57
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	456			17.516	559	3,19
Passività finanziarie a breve termine	2.716	181	6,66	5.712	208	3,64
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	1.954	8,24	14.615	1.521	10,41
Altre passività correnti	4.489	58	1,29	4.703	91	1,93
Altre passività non correnti	2.285	20	0,88	1.852	23	1,24
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	165			7.070	235	3,32

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

(€ milioni)	2013			2014			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	98.547	2.242	2,28	93.187	1.483	1,59	67.740	1.323	1,95
Altri ricavi e proventi	1.117	28	2,51	1.039	63	6,06	1.205	45	3,73
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.108	7.617	9,75	74.067	7.072	9,55	53.983	6.816	12,63
Costo lavoro	2.657	38	1,43	2.572	60	2,33	2.778	55	1,98
Altri proventi (oneri) operativi	(71)	68	..	145	208	..	(485)	96	..
Proventi finanziari	5.030	33	0,66	5.672	41	0,72	8.576	72	0,84
Oneri finanziari	(5.941)	(85)	1,43	(7.042)	(55)	0,78	(10.062)	(54)	0,54
Discontinued operations									
Totale ricavi	16.420	947	5,77	16.722	1.127	6,74	14.880	387	2,60
Costi operativi	15.399	283	1,84	16.390	311	1,90	16.660	268	1,61
Proventi (oneri) finanziari	(10)	8	..	116	5	4,31	73	11	15,07

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

(€ milioni)	2013	2014	2015
Ricavi e proventi	2.270	1.546	1.368
Costi e oneri	(6.448)	(5.951)	(5.720)
Altri proventi (oneri) operativi	68	208	96
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	557	164	126
Interessi	32	41	71
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(3.521)	(3.992)	(4.059)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	610	789	93
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.911)	(3.203)	(3.966)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.207)	(1.181)	(1.151)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(13)	(114)	(238)
Variazione crediti finanziari	830	(163)	(194)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(390)	(1.458)	(1.583)
Variazione debiti finanziari	119	(99)	13
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	119	(99)	13
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(3.182)	(4.760)	(5.536)

81607/583

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

(€ milioni)	2013			2014			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	11.026	(2.911)	..	15.110	(3.203)	..	11.903	(3.966)	...
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.981)	(390)	3,55	(8.943)	(1.458)	16,30	(11.177)	(1.583)	14,16
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.510)	119	..	(5.062)	(99)	1,96	(1.351)	13	...

Altre informazioni sulle partecipazioni²⁶

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

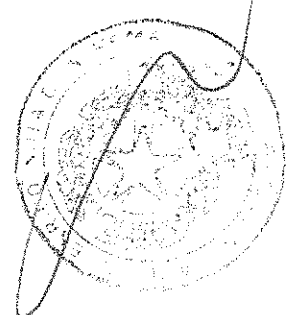
Nel 2015 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi perché il Gruppo Saipem è stato rappresentato come discontinued operation. Per il 2014 sono indicati di seguito i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al Gruppo Saipem controllato di fatto da Eni per effetto dell'ampia diffusione dell'azionariato di minoranza della capogruppo Saipem SpA. Le percentuali di possesso del non controlling interest corrispondono ai diritti di voto assembleari.

(€ milioni)	2014
	Gruppo Saipem
Non controlling interest	56,89%
Attività correnti	8.632
Attività non correnti	8.996
Passività correnti	9.605
Passività non correnti	3.828
Ricavi	12.873
Utile (perdita) netto dell'esercizio	(621)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	(555)
Flusso di cassa netto da attività operativa	1.198
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(699)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(214)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	305
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	(345)
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	45

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi è di €1.916 milioni, di cui €1.872 milioni relativo al Gruppo Saipem (€2.455 milioni al 31 dicembre 2014, di cui €2.398 milioni relativo al Gruppo Saipem).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2014 e 2015 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.



[26] L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2015 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2015" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Handwritten signature.

81607/586

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2015

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
CARDÓN IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Eteria Parohis Aerliou Thessalonikis AE	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	40,00	40,00
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Joint operation					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	71,43	71,43
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	26,00	26,00
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	Exploration & Production	33,33	33,33

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2014					2015				
	CARDÓN IV SA	Eteria Parohis Aerliou Thessalonikis AE	PetroJunín SA	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti	CARDÓN IV SA	Eteria Parohis Aerliou Thessalonikis AE	PetroJunín SA	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	871	43	118	715	821	1.125	61	197	695	257
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	43	25	14	87	347	27	34	5	55	93
Attività non correnti	1.674	208	490	1.246	949	2.849	204	623	1.156	406
Totale attività	2.545	251	608	1.961	1.770	3.974	265	820	1.851	663
Passività correnti	2.089	24	375	270	1.094	3.356	19	361	294	136
- di cui passività finanziarie correnti	1.248			62	408	2.223			55	5
Passività non correnti	164		1	732	187	298	23	25	697	174
- di cui passività finanziarie non correnti				647	31				590	98
Totale passività	2.253	24	376	1.002	1.281	3.654	42	386	991	310
Net equity	292	227	232	959	489	320	223	434	860	353
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	50,00%	49,00%	40,00%	50,00%		50,00%	49,00%	40,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	146	111	93	577	253	160	109	174	503	170
Ricavi e altri proventi operativi		117	44	1.619	1.130	189	137	84	1.770	435
Costi operativi	(7)	(80)	(38)	(1.463)	(880)	(73)	(92)	(67)	(1.739)	(257)
Ammortamenti e svalutazioni	(2)	(14)	(12)	(50)	(272)	(26)	(14)	(33)	(137)	(180)
Risultato operativo	(9)	23	(6)	106	(22)	90	31	(16)	(106)	(2)
Proventi (oneri) finanziari	63	1	42	(34)	(28)	(84)		107	(53)	5
Proventi (oneri) su partecipazioni				26	(20)				29	(7)
Risultato ante imposte	54	24	36	98	(70)	6	31	91	(130)	(4)
Imposte sul reddito	2	(6)	(28)	(14)	(69)	(12)	(9)	(18)	31	1
Risultato netto	56	18	8	84	(139)	(6)	22	73	(99)	(3)
Altre componenti dell'utile complessivo	33		25	22	20	34		30	25	23
Totale utile complessivo	89	18	33	106	(119)	28	22	103	(74)	20
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	28	9	3	42	23	(3)	11	29	(74)	4
Dividendi percepiti dalla joint venture		10		23	65		8		13	8

81607/585

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2014				2015			
	Angola LNG Ltd	PetroSuec SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti	Angola LNG Ltd	PetroSuec SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	318	1.503	361	1.232	111	950	329	96
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	167	5	171	124	11	2	234	10
Attività non correnti	9.389	736	137	635	8.067	618	126	79
Totale attività	9.707	2.239	498	1.867	8.178	1.568	455	175
Passività correnti	484	1.515	167	1.118	712	1.013	101	34
- di cui passività finanziarie correnti				86				2
Passività non correnti	210	67	24	202		81	14	63
- di cui passività finanziarie non correnti				46				13
Totale passività	694	1.582	191	1.320	712	1.094	115	97
Net equity	9.013	657	307	547	7.466	474	340	78
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	26,00%	33,33%		13,60%	26,00%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.226	171	102	208	1.015	123	113	50
Ricavi e altri proventi operativi		824	229	1.391		466	142	178
Costi operativi	(237)	(554)	(64)	(1.333)	(255)	(449)	(59)	(146)
Ammortamenti e svalutazioni		(214)	(23)	(63)	(3.180)	(198)	(28)	(15)
Risultato operativo	(237)	56	142	(5)	(3.435)	(181)	55	17
Proventi (oneri) finanziari	(14)	(6)	3	(2)	(10)	(11)	18	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni				7				1
Risultato ante imposte	(251)	50	145		(3.445)	(192)	73	17
Imposte sul reddito		(27)	(50)	(14)		(61)	(12)	(4)
Risultato netto	(251)	23	95	(14)	(3.445)	(253)	61	13
Altre componenti dell'utile complessivo	1.075	82	37	3	990	71	35	9
Totale utile complessivo	824	105	132	(11)	(2.455)	(182)	96	22
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(34)	6	32	(6)	(469)	(66)	20	2
Dividendi percepiti dalla collegata		29	36	13			21	1

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2013, 2014 e 2015 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2013, 2014 e 2015 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta con il conseguente deconsolidamento dai conti Eni e valutazione con il metodo del patrimonio netto. Alla data di perdita del controllo il patrimonio netto Saipem in vista Eni è adeguato al prezzo di borsa corrente al 22 gennaio 2016 di €4,2 per azione, rilevando una svalutazione di €441 milioni rispetto alla valutazione di fine 2015. Successivamente nel mese di febbraio 2016 i valori di borsa si sono ulteriormente depressi. Tali sviluppi non rappresentano ai sensi dello IAS 10 adjusting events della valutazione di Saipem fatta nel reporting 2015 sulla base della valutazione di borsa alla chiusura dell'esercizio. Nel febbraio 2016 si è perfezionato l'aumento di capitale di Saipem di circa €3,5 miliardi (quota Eni €1.069 milioni). Saipem con gli introiti dell'aumento di capitale e grazie a finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i crediti dovuti a Eni pari a €5.818 milioni outstanding al 31 dicembre 2015.



Die

81607/586

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	14.862	13.754	21.549	27.697	2.917	8.827	13.050	1.825	104.481
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	399	493	3.263	43	1.590	1.588	214	7.621
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	346	42	1.569	1.164	94	35	66	13	3.329
Immobilizzazioni in corso	816	3.527	1.411	2.988	7.140	690	819	120	17.511
Costi capitalizzati lordi	16.055	17.722	25.022	35.112	10.194	11.142	15.523	2.172	132.942
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.154)	(9.519)	(14.335)	(20.039)	(1.241)	(8.042)	(10.605)	(1.009)	(75.944)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	4.901	8.203	10.687	15.073	8.953	3.100	4.918	1.163	56.998
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	24		539	549		1.191
Attività relative a riserve probabili e possibili		31				84			115
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	4		12
Immobilizzazioni in corso		12	5	1.241			776		2.034
Costi capitalizzati lordi		45	89	1.265		624	1.329		3.352
Fondi ammortamento e svalutazione		(39)	(69)			(522)	(230)		(860)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		6	20	1.265		102	1.099		2.492
2015									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	14.945	14.921	25.329	34.294	3.352	10.179	14.927	1.962	119.909
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	402	497	3.502	48	1.712	1.657	237	8.086
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	355	42	1.758	1.318	112	34	74	15	3.708
Immobilizzazioni in corso	954	3.189	1.858	2.911	8.708	1.375	670	92	19.757
Costi capitalizzati lordi	16.285	18.554	29.442	42.025	12.220	13.300	17.328	2.306	151.460
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.887)	(11.402)	(18.934)	(25.747)	(1.504)	(9.985)	(12.932)	(1.223)	(93.614)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	4.398	7.152	10.508	16.278	10.716	3.315	4.396	1.083	57.846
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		3	79	23		635	1.930		2.670
Attività relative a riserve probabili e possibili		23				93			116
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8				6		14
Immobilizzazioni in corso		9	5	1.503		1	112		1.630
Costi capitalizzati lordi		35	92	1.526		729	2.048		4.430
Fondi ammortamento e svalutazione		(31)	(72)	(441)		(676)	(336)		(1.556)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		4	20	1.085		53	1.712		2.874

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €868 milioni nel 2014 e per €1.029 milioni nel 2015 per le società consolidate e per €46 milioni nel 2014 e €92 milioni di euro nel 2015 per le società in joint venture e collegate.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti, relativi principalmente ad attività di esplorazione, delle società consolidate pari a €4.804 milioni nel 2014 e €4.434 milioni nel 2015 e per le società in joint venture e collegate pari a €123 milioni nel 2014 e €150 milioni nel 2015.

Costi sostenuti

81607/507

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

[€ milioni]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			64						64
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			45						45
Costi di ricerca	32	357	95	757	1	233	110	84	1.669
Costi di sviluppo ^[a]	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
Totale costi sostenuti società consolidate	729	2.212	969	3.374	601	952	1.251	141	10.229
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo ^[a]		1	5	39		353	318		716
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		6	8	39		434	319		806
2014									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	29	188	227	635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo ^[a]	1.382	2.395	955	3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
Totale costi sostenuti società consolidate	1.411	2.583	1.182	4.114	572	1.278	1.308	142	12.590
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		2				33	1		36
Costi di sviluppo ^[a]			1	22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1	22		71	376		472
2015									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	28	176	289	196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^[a]	207	1.006	1.574	2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863	3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		1				14	1		16
Costi di sviluppo ^[a]		1	1	112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1	112		49	555		719

[a] Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €191 milioni nel 2013, costi per €2.062 milioni nel 2014 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

[b] Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €10 milioni nel 2013, decrementi per €47 milioni nel 2014 e costi per €54 milioni nel 2015.

81607/588

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	16.806
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	12.752
Totale ricavi	3.784	3.172	10.064	7.119	1.571	1.734	1.630	484	29.558
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	(3.566)
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	(1.416)
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	(1.736)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(907)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.994)
Altri (oneri) proventi	(277)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.880)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.851	1.755	6.802	2.207	1.162	603	324	262	14.966
Imposte sul risultato	(872)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.701)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(a)	979	749	2.521	505	766	425	207	113	6.265
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			20	26		199	243		488
Totale ricavi			20	26		199	243		488
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		(96)
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		(131)
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		(37)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		(107)
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		(62)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(13)	6	(30)		64	28		55
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		(19)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(13)	2	(40)		29	58		36

(a) Include svalutazioni di attività per €15 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €295 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €6 milioni.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

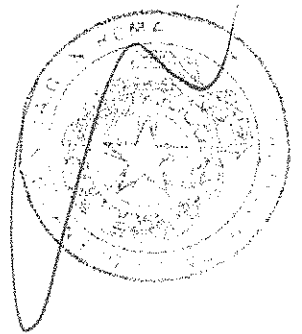
81607/589

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.558
Totale ricavi	3.028	3.317	9.425	6.085	1.322	1.363	1.820	366	26.726
Costi operativi	(423)	(687)	(694)	(935)	(208)	(223)	(357)	(124)	(3.051)
Imposte sulla produzione	(293)		(291)	(648)		(33)		(15)	(1.280)
Costi di ricerca	(29)	(227)	(207)	(706)		(185)	(189)	(46)	(1.589)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(818)	(1.083)	(1.288)	(2.010)	(91)	(850)	(1.181)	(172)	(7.493)
Altri (oneri) proventi	(184)	(96)	(773)	(358)	(251)	(117)	(78)	(30)	(1.887)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.281	1.224	6.172	1.428	772	(45)	15	(21)	10.826
Imposte sul risultato	(351)	(803)	(3.928)	(1.273)	(291)	(112)	(6)	(16)	(6.780)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	930	421	2.244	155	481	(157)	9	(37)	4.046
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate			19			87	232		338
- vendite a terzi			19			87	232		338
Totale ricavi			19			87	232		338
Costi operativi			(11)			(11)	(27)		(49)
Imposte sulla produzione			(3)				(94)		(97)
Costi di ricerca		(8)				(45)	(1)		(54)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(44)	(60)		(106)
Altri (oneri) proventi		(1)	1	(32)		(3)	(42)		(77)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(10)	5	(32)		(16)	8		(45)
Imposte sul risultato			(4)			(23)	(17)		(44)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(10)	1	(32)		(39)	(9)		(89)

(a) Include svalutazioni di attività per €690 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un decremento del risultato delle società consolidate di €15 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €24 milioni.



Dk

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

81607/590

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
Costi operativi	(403)	(642)	(948)	(1.099)	(239)	(235)	(453)	(108)	(4.127)
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(28)	(214)	(295)	(226)		(81)	(86)	(25)	(955)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(734)	(1.825)	(2.878)	(3.384)	(111)	(1.453)	(1.702)	(110)	(12.197)
Altri (oneri) proventi	(215)	(138)	(565)	(233)	(155)	(277)	(9)	(24)	(1.616)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	560	(490)	2.158	(919)	385	(594)	(1.001)	(21)	78
Imposte sul risultato	(190)	413	(2.165)	7	(155)	60	406	(26)	(1.650)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	370	(77)	(7)	(912)	230	(534)	(595)	(47)	(1.572)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate						68	248		335
- vendite a terzi			19			68	248		335
Totale ricavi			19			(13)	(49)		(71)
Costi operativi			(9)				(82)		(85)
Imposte sulla produzione			(3)			(30)	(1)		(32)
Costi di ricerca		(1)							
Ammortamenti e svalutazioni		(2)	(2)	(432)		(78)	(76)		(590)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(6)	4	(467)		(59)	(8)		(536)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(a)		(6)	1	(467)		(51)	(37)		(560)

(a) Include svalutazioni di attività per €4.341 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un decremento del risultato delle società consolidate di €378 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €15 milioni.

7/12

81607/591

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2015 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 54 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²⁷ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²⁸. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2015 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates²⁹ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2015 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2015²⁹.

Nel triennio 2013-2015 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2015 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Kashagan (Kazakhstan) e Cafo-Mle (Algeria).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolti in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 51%, il 50% e il 52% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2013, 2014 e 2015. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2013, 2014 e 2015. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1%, lo 0,6% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2013, 2014 e 2015; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2013, 2014 e 2015.

[27] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott e dal 2015 la società Gaffney, Cline & Associates.

[28] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2015".

[29] Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

81607/592

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

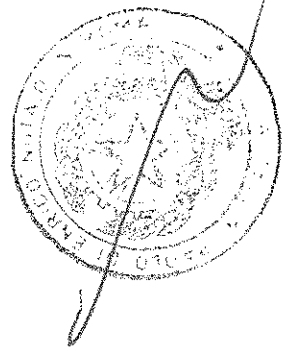
(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
non sviluppate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
di cui: sviluppate			17			8	19		44
non sviluppate				16		106	100		222
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Sviluppate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113

81607/593

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
non sviluppate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	(7)	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	(27)	(34)	(91)	(84)	(19)	(13)	(27)	(2)	(297)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
Società In joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
di cui: sviluppate			16				19		35
non sviluppate				15		1	97		113
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)	(1)			(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
Sviluppate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103



Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

81607/594

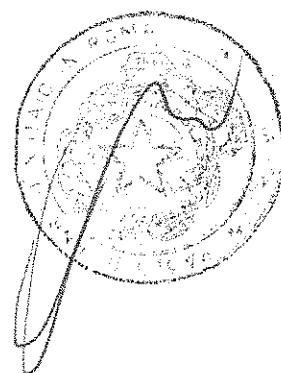
(milioni di barili)

	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	171	237	555	517	355	126	178	9	2.148
consolidate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
joint venture e collegate			13	6			29		48
Non sviluppate	57	68	279	286	416	136	169		1.411
consolidate	57	68	279	276	416	136	40		1.272
joint venture e collegate				10			129		139

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
di cui: sviluppate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	283.866
non sviluppate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	117.943
Acquisizioni			130						130
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	(93)	2.951	4.008	8.945	42.331
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		7.855
Produzione	(6.514)	(4.440)	(12.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	(42.722)
Cessioni		(480)							(480)
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
di cui: sviluppate		2	460			11.388	164		12.014
non sviluppate				10.007		74.795	94.842		179.644
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		(77)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		(1.924)
Cessioni						(84.128)			(84.128)
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.583	76.552	55.402	21.892	109.352	24.001	514.452
Sviluppate	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
joint venture e collegate			418			382	151		951
Non sviluppate	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	162.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578



De

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

81607/596

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
di cui: sviluppate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
non sviluppate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	(37)	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(17.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
di cui: sviluppate			418			382	151		951
non sviluppate			3	9.350		421	94.804		104.578
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			53	713		(54)	(3)		709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(55)	(106)		(239)	(9)		(409)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	150.288	87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
Sviluppate	33.754	25.125	60.170	38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	6.730	8.071	90.118	49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

81607/597

(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	414.961
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		3.373
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	1.870	5.231	152.967
joint venture e collegate				8.591		99	64.708		73.398

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 2013, 2014 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 includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities – Oil & 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.

81607/598

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

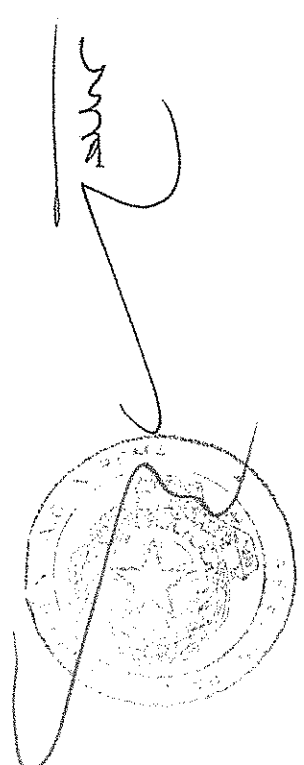
(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2013									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(2.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.986	20.281	67.967	35.205	38.237	4.651	6.287	3.598	194.212
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.210	7.535	32.080	14.714	28.298	3.260	3.900	2.505	104.502
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.162	5.425	17.753	9.095	11.314	1.577	2.547	1.304	56.177
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		22.066
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			343	2.491		151	9.473		12.458
Imposte sul reddito future			(20)	(1.617)		(61)	(4.156)		(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			323	874		90	5.317		6.604
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			148	473		70	1.636		2.327
Totale	7.162	5.425	17.901	9.568	11.314	1.647	4.183	1.304	58.504
31 dicembre 2014									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	13.879	16.992	66.793	38.478	41.286	4.906	6.383	3.401	192.118
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	10.296	6.397	31.309	17.964	30.886	3.444	3.982	2.412	106.690
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(2.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	6.232	4.933	17.404	10.800	11.187	1.544	2.629	1.306	56.035
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			485	3.861		200	18.871		23.417
Costi futuri di produzione			(165)	(692)		(33)	(5.724)		(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(18)	(104)		(51)	(2.032)		(2.205)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			302	3.065		116	11.115		14.598
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			279	2.639		71	6.507		9.496
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			121	1.197		60	2.180		3.558
Totale	6.232	4.933	17.525	11.997	11.187	1.604	4.809	1.306	59.593

81607/599

Nove

(€ 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)	(8.846)	(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



81607/600

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2013, 2014 e 2015.

(€ milioni)

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2012	61.292	2.946	64.238
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966
- acquisizioni di riserve	74		74
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(5.115)	(619)	(5.734)
Valore al 31 dicembre 2013	56.177	2.327	58.504
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(192)	(21.987)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	223	(5.824)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.049	704	2.753
- acquisizioni di riserve	67		67
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
Saldo aumenti (diminuzioni)	(142)	1.231	1.089
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

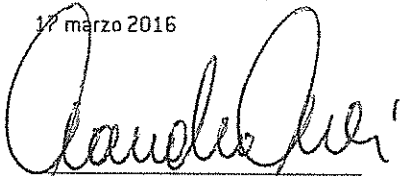
81607/col

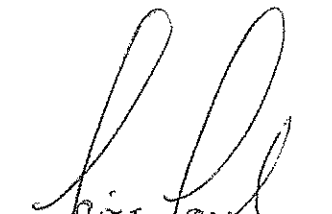
81607/col

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

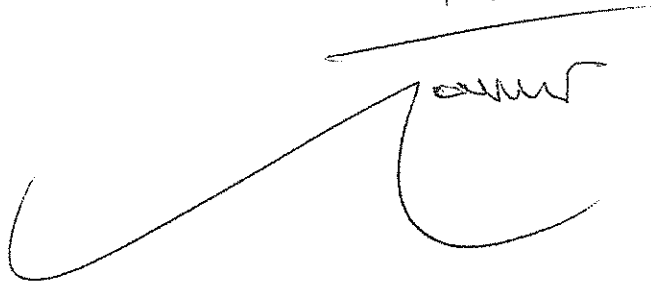
1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 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 2015.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2015 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 2015:
 - 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.

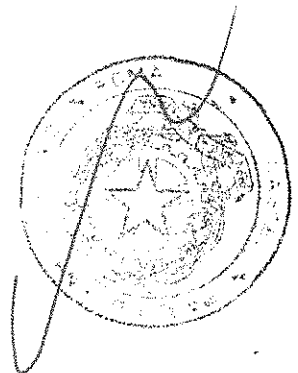
17 marzo 2016

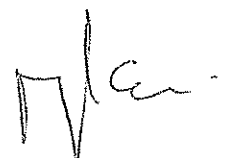

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato


Massimo Mondazzi
Chief Financial
and Risk Management Officer

Notary







PAGINA ANNULLATA