



Situazione patrimoniale di Eni SpA 2015

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2014		31.12.2014 Rieposti ^[a]		31.12.2015		
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ								
Attività correnti								
Disponibilità liquide ed equivalenti	[8]	4.280.353.132	234.952.009	4.280.705.058	234.952.009	4.132.040.446	158.674.664	
Altre attività finanziarie destinate al trading	[9]	5.023.971.368		5.023.971.368		5.028.214.060		
Crediti commerciali e altri crediti:	[10]	20.830.851.693	12.228.345.669	20.831.611.572	12.215.292.382	14.561.548.374	8.945.965.093	
- crediti finanziari		6.788.420.381		6.785.320.381		5.991.305.920		
- crediti commerciali e altri crediti		14.042.431.312		14.046.291.191		8.570.242.454		
Rimanenze	[11]	1.699.015.880		1.699.382.431		1.451.677.516		
Attività per imposte sul reddito correnti	[12]	154.902.363		172.395.932		106.907.811		
Attività per altre imposte correnti	[13]	399.000.715		404.648.444		243.947.121		
Altre attività correnti	[14]	2.417.245.948	1.225.749.257	2.417.286.853	1.225.745.610	1.047.000.341	564.500.693	
		34.805.341.099		34.830.001.658		26.571.335.668		
Attività non correnti								
Immobili, impianti e macchinari	[15]	7.421.744.565		7.604.928.726		7.502.668.107		
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	[16]	1.529.686.249		1.529.686.249		899.064.137		
Attività immateriali	[17]	1.196.898.982		1.202.647.101		1.203.129.843		
Partecipazioni	[18]	32.871.507.365		32.196.314.433		32.871.012.826		
Altre attività finanziarie	[19]	3.979.607.879	3.924.296.968	3.979.607.879	3.924.296.968	6.968.531.489	6.917.892.212	
Attività per imposte anticipate	[20]	1.726.861.294		1.894.105.120		1.445.085.961		
Altre attività non correnti	[21]	1.672.882.680	114.738.436	1.672.966.504	114.752.143	786.077.324	260.988.280	
		50.399.189.014		50.085.256.062		51.675.569.687		
Discontinued operations e attività destinate alla vendita								
	[33]	14.477.711		14.477.711		236.270.038		
TOTALE ATTIVITÀ		85.219.007.824		84.929.735.431		78.483.175.394		
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO								
Passività correnti								
Passività finanziarie a breve termine	[22]	3.798.653.941	3.630.498.344	3.616.384.242	3.448.228.580	3.687.275.908	3.573.130.673	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[23]	3.487.775.696	780.255	3.487.775.696	780.255	2.514.113.399	665.951	
Debiti commerciali e altri debiti	[24]	9.533.078.571	6.049.948.966	9.519.663.479	6.019.636.689	6.369.259.247	3.505.273.080	
Passività per imposte sul reddito correnti	[25]	3.382.843		5.485.353		3.744.774		
Passività per altre imposte correnti	[26]	1.222.274.640		1.247.644.099		1.072.676.064		
Altre passività correnti	[27]	2.647.654.320	1.120.671.406	2.647.558.951	1.120.572.917	1.838.221.421	1.322.809.488	
		20.697.820.011		20.524.511.820		15.485.290.813		
Passività non correnti								
Passività finanziarie a lungo termine	[28]	17.400.018.122	297.226.370	17.400.018.122	297.226.370	17.958.988.361	547.426.151	
Fondi per rischi e oneri	[29]	4.514.056.841		4.621.922.461		3.970.739.024		
Fondi per benefici ai dipendenti	[30]	381.117.207		382.162.918		366.018.829		
Altre passività non correnti	[31]	1.697.183.848	412.881.098	1.698.298.192	412.881.098	1.881.103.894	729.953.066	
		23.992.376.018		24.102.401.593		24.176.850.108		
Passività direttamente attribuibili a discontinued operations								
	[33]						250.687.056	
TOTALE PASSIVITÀ		44.690.196.029		44.626.913.413		39.912.827.977		
PATRIMONIO NETTO								
Capitale sociale	[34]	4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876		
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123		
Altre riserve		33.710.381.852		33.429.033.925		33.709.139.945		
Acconto sul dividendo		(2.019.687.674)		(2.019.687.674)		(1.440.456.053)		
Azioni proprie		(581.047.644)		(581.047.644)		(581.047.644)		
Utile netto dell'esercizio		4.454.704.262		4.510.062.412		1.918.250.170		
TOTALE PATRIMONIO NETTO		40.528.811.795		40.302.822.018		38.570.347.417		
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		85.219.007.824		84.929.735.431		78.483.175.394		

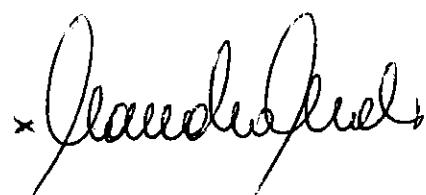
[a] Dati 2014 Rieposti per tener conto delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.



Conto economico

[€]	Note	2014		2014 Riesposto ^[a]		2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[36]						
Ricavi della gestione caratteristica		42.349.647.865	14.736.630.787	42.364.142.401	14.707.173.320	33.653.116.845	10.531.550.485
Altri ricavi e proventi		359.213.904	86.391.383	359.945.493	86.497.992	337.363.910	122.580.112
Totale ricavi		42.708.861.769		42.724.087.894		33.990.480.755	
COSTI OPERATIVI	[37]						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(41.781.292.583)	(21.699.368.527)	(41.667.813.342)	(21.544.043.878)	(33.237.556.691)	(15.022.522.306)
Costo lavoro		(1.073.035.032)		(1.079.605.257)		(1.148.277.682)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(79.273.951)	(318.021.813)	(79.273.951)	(318.021.813)	(622.496.719)	(1.218.261.420)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(1.260.347.578)		(1.282.588.077)		(1.041.957.276)	
UTILE OPERATIVO		(1.485.087.375)		(1.385.192.733)		(2.059.807.613)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[38]						
Proventi finanziari		1.426.005.179	247.165.036	1.437.040.871	247.071.010	2.641.977.200	273.855.655
Oneri finanziari		(1.919.215.997)	(16.631.194)	(1.932.257.058)	(16.472.801)	(2.981.911.052)	(12.163.465)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		23.799.369		23.799.369		2.673.080	
Strumenti derivati		330.023.966	232.296.144	330.023.966	232.296.144	(94.207.472)	(218.316.110)
		(139.387.483)		(141.392.852)		(431.468.244)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[39]	5.522.666.992	(4.609.419)	6.101.392.992	(4.609.419)	6.681.963.391	
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations		3.898.192.134		4.574.607.407		4.190.687.534	
Imposte sul reddito	(40)	556.512.128		482.105.005		(487.188.840)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - CONTINUING OPERATIONS		4.454.704.262		5.056.912.412		3.703.498.694	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - DISCONTINUED OPERATIONS	(33)			(546.850.000)		(1.785.248.524)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		4.454.704.262		4.510.062.412		1.918.250.170	

[a] Dati 2014 Riesposti per tener conto degli effetti delle "discontinued operations" e delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.



Prospetto dell'utile complessivo

[€ milioni]	Note	2014	2014	2015
		Riesposto ^[a]		
Utile netto dell'esercizio		4.455	4.510	1.918
Altre componenti dell'utile complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(34)	(29)	(29)	18
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(34)	10	10	(8)
		(19)	(19)	10
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>				
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(34)	(232)	(232)	(279)
Variazione valutazione fair value di partecipazioni al netto dei reversal	(34)	(??)	(??)	
Differenze cambio da conversione	(34)			3
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(34)	65	65	70
		(244)	(244)	(206)
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(263)	(263)	(196)
Totale utile complessivo dell'esercizio		4.192	4.247	1.722

[a] Dati 2014 Riesposti per tener conto degli effetti delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Capitale sociale (€ milioni)	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Conto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2013	4.005	9.990	959	[201]	6.201	[179]	76	1.489	15.976	6	[1.993]	4.414	40.743
Utile netto dell'esercizio												4.455	4.455
Altre componenti dell'utile complessivo:													
Componenti non riclassificabili a conto economico													
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								[19]					[19]
								[19]					[19]
Componenti riclassificabili a conto economico													
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale							[168]						[168]
Variazione valutazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							[76]						[76]
							[168]	[76]					[244]
Operazioni con gli azionisti:													
Conto sul dividendo 2014 (€0,56 per azione)												[2.020]	[2.020]
Attribuzione del dividendo residuo 2013 (€0,55 per azione)												1.993	(3.979)
Attribuzione utile 2013 a riserve												176	255
Acquisto azioni proprie												4	(435)
												[380]	
												176	255
												4	[27]
												[4.414]	[4.386]
Altri movimenti di patrimonio netto:													
Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005													[539]
Dividendi distribuiti dalle joint operation													[4]
Operazioni straordinarie under common control													[14]
Diritti decaduti stock option													[?]
Costi accessori all'acquisto azioni proprie													[1]
Altre variazioni													1
													5
													6
													[20]
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	9.990	959	(581)	6.201	[347]	1.107	16.749	11	(2.020)	4.455	40.529	
Effetti OPI 2 Fusioni 1° gennaio 2015^[a]													[281]
Saldi al 1° gennaio 2015	4.005	9.990	959	(581)	6.201	[347]	1.107	16.468	11	[2.020]	4.510	40.303	

[a] Dati 2014 Riesposti per tener conto delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 1° gennaio 2015	4.005	9.990	959	(581)	6.201	(347)		1.107	16.468	11	(2.020)	4.510	40.303
Utile netto dell'esercizio												1.918	1.918
Altre componenti dell'utile complessivo:													
<i>Componenti non riconosciibili a conto economico</i>													
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								10					10
									10				10
<i>Componenti riconosciibili a conto economico</i>													
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(209)							(209)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										3			3
										3			(206)
Operazioni con gli azionisti:													
Acconto sul dividendo 2015 (€0,4 per azione)											(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo residuo 2014 (€0,56 per azione)											2.020	(4.037)	(2.017)
Attribuzione utile 2014 a riserve								33	390	(5)			(418)
								33	390	(5)	580	(4.455)	(3.457)
Altri movimenti di patrimonio netto:													
Riclassifica riserva azioni proprie	378				(5.620)						5.242		
Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a)													
D.Lgs. 38/2005										(1.027)	1.027		
Operazioni straordinarie under common control										55			(55)
Altre variazioni										2			2
	378			(5.620)				(1.027)	6.326			(55)	2
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)		123	23.184	9	(1.440)	1.918	38.570

Rendiconto finanziario

[€ milioni]	2014	2014 Riesposto ^(a)	2015
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations	4.455	5.056	3.704
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
- Ammortamenti	1.100	1.122	920
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	160	160	122
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.521	943	3.833
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(97)	(96)	(157)
Dividendi	(6.992)	(6.992)	(10.366)
Interessi attivi	(251)	(251)	(241)
Interessi passivi	692	692	675
Imposte sul reddito	(556)	(482)	487
Altre variazioni	(24)	(24)	129
<i>Variazioni del capitale di esercizio:</i>			
- rimanenze	1.606	1.606	872
- crediti commerciali	13	20	4.616
- debiti commerciali	734	747	(3.133)
- fondi per rischi e oneri	(52)	(51)	(338)
- altre attività e passività	686	686	1.651
Flusso di cassa del capitale di esercizio	2.987	3.008	3.668
<i>Variazione fondo benefici per i dipendenti</i>	2	2	
Dividendi incassati	6.316	6.316	11.041
Interessi incassati	204	204	234
Interessi pagati	(715)	(715)	(708)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	59	3	6
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	8.861	8.946	13.347
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations			
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.861	8.946	13.347
<i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	(6.547)	(6.413)	(4.590)
<i>Investimenti:</i>			
- attività materiali	(1.189)	(1.204)	(1.164)
- attività immateriali	(299)	(299)	(88)
- partecipazioni	(517)	(517)	(6.564)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.415)	(1.415)	(3.582)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale			(36)
- titoli strumentali all'attività operativa			(3)
Flusso di cassa degli investimenti	(3.420)	(3.435)	(11.437)
<i>Disinvestimenti:</i>			
- attività materiali	4	5	20
- attività immateriali			
- partecipazioni	841	841	1.586
- attività destinate alla vendita	9	9	17
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	499	485	176
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	95	86	
- cessioni rami d'azienda			
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.448	1.426	1.799
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations	(1.972)	(2.009)	(9.638)
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations			(1.147)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.972)	(2.009)	(10.785)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	(1.165)	(1.179)	(3.543)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(8)	(8)	(120)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	(273)	(273)	(501)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(712)	(769)	29
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.124)	(1.121)	1.288
Acquisto azioni proprie	(380)	(380)	
Dividendi pagati	(4.006)	(4.006)	(3.457)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(6.503)	(6.557)	(2.711)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	(1.830)	(1.884)	913
Flusso di cassa netto dell'esercizio	386	380	(149)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	3.894	3.901	4.281
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	4.280	4.281	4.132

(a) Dati 2014 Riesposti per tener conto degli effetti delle "discontinued operations" e delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.



Note al bilancio di esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

Il bilancio 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 rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2016. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in € milioni.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio 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.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili, rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è 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. 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 "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Le operazioni di compravendita e/o di conferimento di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo pagato e il valore contabile del ramo ovvero della partecipazione oggetto di trasferimento è rilevata in una riserva di patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Differentemente, 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 ripristino².

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

3 Schemi di bilancio³

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

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

[2] La svalutazione rilevata in un periodo infranuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infranuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[3] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2014, ad eccezione: (i) della presentazione dei rapporti economici relativi alla partecipazione in Saipem SpA e Versalis SpA come discontinued operation. Gli effetti della presentazione come discontinued operation sono indicati nella nota n. 33 - Discontinued operations. Per maggiori informazioni si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato; (ii) della riesposizione dei valori economici e patrimoniali dell'esercizio 2014 per effetto dell'applicazione dell'OP1 a seguito delle fusioni avvenute nel corso del 2015, come di seguito indicato.

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

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 del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 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.

5 Utilizzo di stime contabili

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

6 Principi contabili di recente emanazione

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

7 Fusioni per incorporazione

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, in data 2 aprile 2015, ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Est Più SpA in Eni SpA. L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 novembre 2015 con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2015 e con effetti contabili e fiscali a decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2015.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, in data 28 Aprile 2015, ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Società Ionica Gas SpA in Eni SpA. L'atto di fusione è stato stipulato in data 6 novembre 2015 con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2015 e con effetti contabili e fiscali a decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2015.

Le operazioni di incorporazione di società controllate, non specificatamente regolate dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", sono state rilevate sulla base del principio della continuità dei valori coerentemente alle indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio" (di seguito "OPI 2"). L'applicazione del principio di continuità dei valori non determina l'emersione di maggior valori oggetto di allocazione rispetto a quanto indicato nel bilancio consolidato; gli avanzi/disavanzi derivanti dalle operazioni di fusione sono rilevati a patrimonio netto.

In considerazione della retrodatazione degli effetti della fusione al 1° gennaio 2015, in ottemperanza alle disposizioni dell'OPI 2, è stata predisposta la riesposizione dei dati 2014 come se l'operazione di fusione fosse stata operata a partire dall'inizio dell'esercizio posto a confronto. I dati riesposti dell'esercizio 2014 non sostituiscono i dati dell'esercizio precedente approvati dall'assemblea ma si affiancano ad essi per consentire al lettore di operare un confronto omogeneo con i dati dell'esercizio corrente. Di seguito si è provveduto a riconciliare, per ogni società oggetto della fusione, l'avanzo/disavanzo contabile al 1° gennaio 2015 con l'avanzo/disavanzo calcolato a partire dall'inizio dell'esercizio precedente, presentato a fini comparativi rispetto al bilancio al 31 dicembre 2015.

(€ milioni)	Conciliazione	Usc. Staz.	Da PTC 2014	Totali
Patrimonio netto Italian gaap al 1° gennaio 2015		658	8	666
Adeguamento per applicazione IFRS	(222)		5	(217)
Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2015	436	13	449	
Valore partecipazione	666	9	675	
Avanzo [Disavanzo] al 1° gennaio 2015	(230)	4	(226)	
Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2014	413	13	426	
Valore partecipazione 1° gennaio 2014	698	9	707	
Avanzo [Disavanzo] al 1° gennaio 2014 OPI 2	(285)	4	(281)	
Differenza	55	0	55	
Utile 31 dicembre 2014	23			23
Eliminazione svalutazione partecipazione 2014	32			32
Ricostruzione differenza	55	0	55	



Attività correnti

8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a € 4.132 milioni [€ 4.281 milioni al 31 dicembre 2014 Riesposto] con un decremento di € 149 milioni. Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€ 2.330 milioni) è di 6 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,1706%; la scadenza media dei depositi in dollari (€ 447 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,3751%; la scadenza media dei depositi in sterline (€ 117 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,44%.

9 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di € 5.028 milioni [€ 5.024 milioni al 31 dicembre 2014] sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa e comprendono, per € 151 milioni, contratti di Securities Lending riferiti a titoli emessi dallo Stato Italiano e per i quali è prevista la non derecognition. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità si analizza come segue⁵:

		31.12.2014	31.12.2015
[€ milioni]			
Titoli non strumentali all'attività operativa:			
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani		1.325	925
Altri titoli		3.699	4.103
		5.024	5.028

	Valore Nominale [€ milioni]	Fair Value [€ milioni]	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
[€ milioni]				
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
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		
Tasso variabile				
Francia	49	49	Aa2	AA
Svezia	2	2	Aaa	AAA
	51	51		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	910	925		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.142	2.243	da Aaa a Baa3	AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.397	1.423	da Aaa a Baa3	AAA a BBB-
Banca Europea per gli Investimenti	2	2	Aaa	AAA
	3.541	3.668		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	103	103	da Aaa a Baa3	AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	332	332	da Aaa a Baa3	AAA a BBB-
	435	435		
Totale Altri titoli	3.976	4.103		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	4.886	5.028		

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

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

[€ milioni]	31.12.2014	31.12.2015
Euro	4.996	3.906
Franco Svizzero	12	524
Dollaro USA		272
Lira sterlina	16	271
Dollaro canadese		36
Dollaro australiano		19
	5.024	5.028

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

10 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
	Riesposto		
Crediti commerciali	12.741	12.745	8.131
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	167	167	666
- non strumentali all'attività operativa	6.622	6.619	5.325
	6.789	6.786	5.991
Altri crediti:			
- attività di disinvestimento	34	34	31
- altri	1.267	1.267	408
	1.301	1.301	439
	20.831	20.832	14.551

I crediti commerciali di €8.131 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€5.434 milioni), crediti verso imprese controllate (€2.671 milioni) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€26 milioni).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.424 milioni (€1.052 milioni al 31 dicembre 2014), la cui movimentazione è di seguito indicata:

[€ milioni]	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2015
Crediti commerciali	1.050	517	(145)	1.422
Altri crediti diversi e finanziari	2			2
	1.052	517	(145)	1.424

L'accantonamento del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente a Gas & Power (€497 milioni) ed è relativo in particolare alla clientela retail presso la quale si registrano maggiori difficoltà finanziarie connesse alla lenta ripresa economica nazionale; include anche un accantonamento a copertura di crediti stanziati per fatture da emettere per vendite di gas (€130 milioni) e di energia elettrica (€96 milioni) relative a precedenti esercizi. Eni sta adottando 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.

Al 31 dicembre 2015 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2016 per €551 milioni (€681 milioni nel 2014 con scadenza 2015). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi a Gas & Power.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2014			31.12.2014 Riesposto			31.12.2015		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	10.646	1.300	11.946	10.649	1.300	11.949	6.166	439	6.605
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.357	1	1.358	1.357	1	1.358	891		891
Crediti scaduti e non svalutati:									
- da 0 a 3 mesi	429		429	429		429	710		710
- da 3 a 6 mesi	27		27	27		27	86		86
- da 6 a 12 mesi	61		61	62		62	160		160
- oltre 12 mesi	221		221	221		221	118		118
	738		738	739		739	1.074		1.074
	12.741	1.301	14.042	12.745	1.301	14.046	8.131	439	8.570

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato italiano ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e verso clienti retail di Gas & Power.

I crediti non scaduti e non svalutati comprendono i crediti stanziati per fatture da emettere del business retail di Gas & Power che sono stimati dal management, anche utilizzando dati comunicati dai gestori delle reti nazionale 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. Le predette rettifiche corrispondono a circa il 2% dei ricavi di riferimento.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €587 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶ di €666 milioni sono aumentati di €499 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €5.325 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.580 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€1.554 milioni), Versalis SpA (€602 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€388 milioni); la riduzione dei crediti finanziari non strumentali di €1.294 milioni riguarda essenzialmente minori operazioni di finanziamento a breve termine poste in essere con Versalis SpA e Eni Trading & Shipping SpA.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €942 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2014	31.12.2015
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	201	176
Anticipi al personale	41	47
Acconti per servizi e forniture	120	19
Altri crediti	939	197
	1.301	439

Gli altri crediti di €197 milioni si riducono di €742 milioni a seguito essenzialmente dell'incasso di un credito per dividendi di Eni International BV (€675 milioni) e includono i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€10 milioni) e i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€9 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

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.

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

11 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015				
	Giggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Giggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	19	188	207		30		189	219
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	40		40		69			69
Lavori in corso su ordinazione		8	8			5		5
Prodotti finiti e merci	1.410		1.410		1.131			1.131
Certificati bianchi		34	34			28		28
	1.469	8	222	1.699		1.230	5	217
								1.452

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €94 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2014):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2015	
				Materie prime, sussidiarie e di consumo	Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati
Materie prime, sussidiarie e di consumo	15	8		23	
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	22		(19)		3
Prodotti finiti e merci	148		(80)		68
	185	8	(99)		94

La riduzione del fondo svalutazione di €91 milioni deriva dalla circostanza che il valore lordo delle scorte di prodotti incorpora i minori prezzi registrati nel corso del 2015 rispetto al 2014.

Al 31 dicembre 2015 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da materiali diversi (€189 milioni) e da giggio (€30 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€69 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€ 361 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stocaggi Gas Italia SpA (€727 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€43 milioni).

I certificati bianchi di €28 milioni sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Le rimanenze di magazzino impegnate a garanzia del pagamento dei servizi di stoccaggio ammontano a €87 milioni.

12 Attività per imposte sul reddito corrente

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

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2014 Riesposto	31.12.2015	
			IRES	IRAP
IRES			78	95
IRAP			25	25
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n.2/2009			42	42
Altre			10	10
	155		172	107

I crediti di imposta IRES di €41 milioni sono diminuiti di €54 milioni a seguito essenzialmente di operazioni di factoring con cessione pro soluto per circa €51 milioni. I crediti di imposta ceduti riguardano l'addizionale all'IRES cd. Robin Tax, chiesti a rimborso nella dichiarazione dei redditi per il 2014 (Unico 2015). Tale imposta era dovuta per le annualità dal 2008 al 2014; nel 2015, la Corte costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della norma, ma ne ha escluso l'applicazione retroattiva e pertanto la decisione ha effetto a partire dall'annualità 2015.

I crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 relativi alla possibilità avuta nel 2009 di dedurre dal reddito, ai sensi dell'art. 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta, si decrementano di €24 milioni a seguito dei rimborsi ottenuti nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria.



13 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
(€ milioni)		Risposto	
Amministrazione Finanziaria Italiana:			
- IVA	159	162	89
- Imposte di consumo	166	166	78
- Accise	47	49	16
- Altre imposte indirette	27	28	61
	399	405	244

Le attività per altre imposte correnti di €244 milioni sono diminuite di €161 milioni a seguito della circostanza che nel corso del 2014 erano stati versati conti per imposte di consumo e per IVA superiori al debito maturato in fase di conguaglio.

14 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

	31.12.2014	31.12.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	1.659	746
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	40	27
Altre attività	718	274
	2.417	1.047

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

Le altre attività di €274 milioni comprendono principalmente: (i) l'ammontare di €108 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione annuale. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi plessi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali; (ii) i titoli ambientali (€69 milioni) di Gas & Power.

Attività non correnti

19 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

[€ milioni]	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2014										
Terreni	168				(1)	1	168	168		
Fabbricati	256	1	(26)	(3)		320	548	1.859	1.311	
Impianti e macchinari	4.180	44	(741)	(50)	(2)	1.789	5.220	21.021	15.801	
Attrezzature industriali e commerciali	32	9	(18)	(3)		159	179	540	361	
Altri beni	66	5	(19)			42	94	636	542	
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.090	1.130		(104)		(1.903)	1.213	1.437	224	
	6.792	1.189	(804)	(160)	(3)	408	7.422	25.661	18.239	
31.12.2014 Riesposto										
Terreni	168				(1)	1	168	168		
Fabbricati	256	1	1	(26)	(3)		320	549	1.862	1.313
Impianti e macchinari	4.180	111	44	(763)	(50)	(4)	1.839	5.357	21.482	16.125
Attrezzature industriali e commerciali	32	9	(18)	(3)		159	179	541	362	
Altri beni	66	5	(19)			42	94	636	542	
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.090	65	1.145		(104)		(1.938)	1.258	1.482	224
	6.792	177	1.204	(826)	(160)	(5)	423	7.605	26.171	18.566
31.12.2015										
Terreni	168							168	168	
Fabbricati	549			(31)	(3)	(3)	30	542	1.894	1.352
Impianti e macchinari	5.357			(723)	(31)	(8)	320	4.915	21.849	16.934
Attrezzature industriali e commerciali	179		5	(22)	(1)		7	168	551	383
Altri beni	94		7	(26)			29	104	674	570
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.258		1.152		(87)		(717)	1.606	1.832	226
	7.605		1.164	(802)	(122)	(11)	(331)	7.503	26.968	19.465

I terreni (€168 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).

I fabbricati (€542 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€468 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€48 milioni).

Gli impianti e macchinari (€4.915 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.372 milioni), gli impianti di raffinazione (€1.406 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€281 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€149 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€168 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€104 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€1.606 milioni) riguardano principalmente: (i) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€408 milioni), le attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA (€329 milioni), gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti dell'offshore adriatico (€348 milioni) e della concessione Villafortuna (€45 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffineria in particolare presso l'impianto di Sannazzaro (€105 milioni); (iii) le ristrutturazioni degli impianti della rete commerciale (€70 milioni).

Gli investimenti di €1.164 milioni riguardano essenzialmente: (a) Exploration & Production (€847 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA; (ii) il proseguimento dei programmi di sviluppo dei giacimenti di Bonaccia Nord-Ovest e Clara Nord-Ovest; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Barbara, Annalisa, Anemone, Monte Enoc, Guendalina); (iv) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (v) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell'offshore adriatico; (b) la

Refining & Marketing (€312 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€241 milioni), principalmente per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria e per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti; (ii) all'attività di marketing (€71 milioni), per la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,72% (2,73% al 31 dicembre 2014). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €33 milioni.

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

[% annua]	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinazione e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine sia esterna, quali 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, capitalizzazione di borsa inferiore rispetto al valore contabile dei net asset, sia interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/ investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono 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 sono rappresentate: (i) in 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) in Gas & Power, dalle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota n. 17 – Attività immateriali); (iii) in Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, 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, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU di Exploration & Production, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU di Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, 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 un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; (iii) 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 per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e alle ipotesi sull'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. Lo scenario adottato ai fini del processo di pianificazione e delle valutazioni di impairment del bilancio 2015 definisce il prezzo di lungo periodo del petrolio Brent a 65 dollari/barile [in termini reali 2019], ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di 40 dollari nel 2016 al prezzo long-term.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte a tassi di sconto [weight average cost of capital - WACC] differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività oggetto di valutazione e rettificati per tener conto del rischio Paese.

Il WACC adjusted post imposte utilizzati nel 2015 nel calcolo del valore d'uso delle CGU di Exploration & Production e Refining & Marketing, è aumentato di 10 bps in relazione all'aumento del beta Eni e alla diminuzione del leverage. 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 sono: (i) 5,5% per Exploration & Production; (ii) 5,7% per Refining & Marketing; (iii) 5,2% per 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 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €122 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €106 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€83 milioni), sulla rete autostradale (€12 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€2 milioni) e sulla rete convenzionata (€1 milione). Inoltre sono stati svalutati gli asset relativi a punti vendita chiusi sulla rete di proprietà e depositi inattivi (€8 milioni). Le svalutazioni contabilizzate in Exploration & Production di €16 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'onshore lucano e pugliese e nell'offshore adriatico, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine.

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. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n. 16 – "Immobili, Impianti e Macchinari" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre variazioni di €331 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €66 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
		Riesposto	
[€ milioni]			
Attività materiali lorde:			
- Exploration & Production	11.790	12.300	12.804
- Gas & Power	118	118	114
- Refining & Marketing	13.428	13.428	13.720
- Corporate	325	325	330
	25.561	26.171	26.968
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	8.223	8.550	9.080
- Gas & Power	79	79	80
- Refining & Marketing	9.753	9.753	10.099
- Corporate	184	184	206
	18.239	18.566	19.465
Attività materiali nette:			
- Exploration & Production	3.567	3.750	3.724
- Gas & Power	39	39	34
- Refining & Marketing	3.675	3.675	3.621
- Corporate	141	141	124
	7.422	7.605	7.503

16 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €899 milioni (€1.530 milioni al 31 dicembre 2014) includono 3,6 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo si riducono di €631 milioni per effetto della riduzione delle scorte in giacenza e del loro adeguamento ai prezzi correnti (il fondo svalutazione delle scorte d'obbligo è pari a €241 milioni al 31 dicembre 2015).

17 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
[€ milioni]								
31.12.2014								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria			230	[230]			1.010	1.010
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	87	2	19	[55]	183	236	1.128	892
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	27			[3]	4	28	384	356
- Immobilizzazioni in corso e acconti	268		50		[239]	79	79	
- Altre attività immateriali	57			[8]	8	57	193	136
	439	2	299	[296]	[44]	400	2.794	2.394
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	773	24				797	874	77
	1.212	26	299	[296]	[44]	1.197	3.668	2.471
31.12.2014 Riesposto								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria			230	[230]			1.019	1.019
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	87	2	19	[55]	183	236	1.128	892
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	27			[3]	4	28	384	356
- Immobilizzazioni in corso e acconti	268		50		[239]	79	79	
- Altre attività immateriali	57			[8]	8	57	193	136
	439	2	299	[296]	[44]	400	2.803	2.403
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	773	35				808	885	77
	1.212	37	299	[296]	[44]	1.208	3.688	2.480
31.12.2015								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria			39	[39]			1.111	1.111
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	236		14	[65]	65	250	1.207	957
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	28			[3]		25	384	359
- Immobilizzazioni in corso e acconti	79		34		[64]	49	49	
- Altre attività immateriali	57		1	[11]	24	71	218	147
	400		88	[118]	25	395	2.969	2.574
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	808					808	885	77
	1.208		88	[118]	25	1.203	3.854	2.651

I costi per attività mineraria inclusivi dei costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€29 milioni) sono interamente ammortizzati nell'esercizio. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €250 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%. Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €25 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione giacimento di Bonaccia (€11 milioni), alla concessione Val d'Agri (€10 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con

il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €49 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €71 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività di Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€49 milioni).

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle CGU che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa e i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted si rinvia alla nota n. 15 - Immobili, impianti e macchinari.

Il goodwill di €808 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione dell'ItalgasPiù SpA, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA, Asa Trade e Est Più SpA, quest'ultima operata nel 2015. Il goodwill (ad esclusione di quello rinveniente dalla Messina Fuel SpA) è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. 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 azzerà 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%.

Gli investimenti di €88 milioni (€299 milioni al 31 dicembre 2014) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per l'attività di ricerca mineraria (€29 milioni) di Exploration & Production, ai costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di supporto al business retail di Gas & Power (€20 milioni) e ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€16 milioni).

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

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
(€ milioni)		Riesposto	
Attività immateriali lorde:			
- Exploration & Production	1.863	1.872	1.998
- Gas & Power	1.070	1.081	1.103
- Refining & Marketing	389	389	397
- Corporate	346	346	356
	3.668	3.688	3.854
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	1.770	1.779	1.896
- Gas & Power	199	199	147
- Refining & Marketing	267	267	350
- Corporate	235	235	258
	2.471	2.480	2.651
Attività immateriali nette:			
- Exploration & Production	93	93	102
- Gas & Power	871	882	956
- Refining & Marketing	122	122	47
- Corporate	111	111	98
	1.197	1.208	1.203



18 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

[€ milioni]	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi su capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Altre variazioni	Interventi sul capitale Discontinued operations	Rettifiche di valore Discontinued operations	Riclasifiche Discontinued operations	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo di valutazione	
31.12.2014															
Partecipazioni in:															
- imprese controllate	31.331	495	22			[1.300]		(31)					30.517	48.734	18.217
- imprese collegate e a controllo congiunto	642		(17)					(19)					606	606	
- altre imprese, di cui:	2.774					(805)		(221)					1.748	1.748	
- <i>disponibili per la vendita</i>	2.770					(805)		(221)					1.744	1.744	
- <i>altre valutate al costo</i>	4												4	4	
	34.747	478	22	(805)	[1.300]	(221)	(50)						32.871	51.088	18.217
31.12.2014 Riesposto															
Partecipazioni in:															
- imprese controllate	31.331	(707)	495	22		[1.268]		(31)					29.842	47.696	17.854
- imprese collegate e a controllo congiunto	642		(17)					(19)					606	606	
- altre imprese, di cui:	2.774					(805)		(221)					1.748	1.748	
- <i>disponibili per la vendita</i>	2.770					(805)		(221)					1.744	1.744	
- <i>altre valutate al costo</i>	4												4	4	
	34.747	(707)	478	22	(805)	[1.268]	(221)	(50)					32.196	50.050	17.854
31.12.2015															
Partecipazioni in:															
- imprese controllate	29.842		6.554			[3.875]			1.147	(1.585)	(183)		31.900	50.708	18.808
- imprese collegate e a controllo congiunto	606		(?)										599	599	
- altre imprese, di cui:	1.748					(1425)		49					372	372	
- <i>disponibili per la vendita</i>	1.744					(1425)		49					368	368	
- <i>altre valutate al costo</i>	4												4	4	
	32.196		6.547		(1425)	[3.875]		49	1.147	(1.585)	(183)		32.871	51.679	18.808

Le partecipazioni sono diminuite di €675 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

[€ milioni]	
Partecipazioni al 31 dicembre 2014	32.871
Operazioni straordinarie	(675)
Partecipazioni al 31 dicembre 2014 Riesposto	32.196
 <i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	5.975
Syndial SpA	267
Eni Angola SpA	133
Raffineria di Gela SpA	131
Tecnomare SpA	37
Eni Mozambico SpA	18
Agenzia Giornalistica Italia SpA	2
Eni Zubair SpA	1
	6.564
Proventi per valutazione al fair value	
Snam SpA	49
	49
 <i>Decremento per:</i>	
Lessioni	
Snam SpA	(865)
Galp Energia SGPS SA	(560)
	(1.425)
Svalutazioni e perdite	
Eni Gas & Power NV	(2.249)
Eni Petroleum Co Inc	(558)
Eni Investments Plc	(365)
Syndial SpA	(284)
Raffineria di Gela SpA	(173)
Eni Angola SpA	(141)
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(41)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(40)
Eni West Africa SpA	(13)
Eni Mozambico SpA	(4)
Altre minori	(7)
	(3.875)
Rimborsi di capitale	
Floaters SpA	(10)
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	(4)
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	(3)
	(17)
Variazioni Discontinued operations:	
Interventi sul capitale	
Versalis SpA	1.147
	1.147
Svalutazioni	
Versalis SpA	(1.585)
	(1.585)
Riclassifiche	
SaipeM SpA	(183)
	(183)
 Partecipazioni al 31 dicembre 2015	32.871



Le cessioni di €1.425 milioni sono relative alle operazioni di seguito indicate:

Cessione Galp Energia SGPS SA

Nel corso del primo semestre 2015 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa il 4% del capitale sociale di Galp con un incasso complessivo di circa €333 milioni, a un prezzo medio di €10,9 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €52 milioni. Il 24 Novembre 2015 Eni ha concluso la cessione delle restanti n. 33.124.670 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 4% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di circa €325 milioni, al prezzo unitario di €9,81 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €46 milioni.

Cessione Snam SpA

In linea con quanto previsto per il rimborso dal regolamento del bond convertibile in azioni ordinarie di Snam, al 31 dicembre 2015 sono state consegnate agli obbligazionisti n. 211.002.719 azioni ordinarie di Snam, pari a circa il 6% del capitale sociale, a fronte dell'esercizio da parte degli obbligazionisti del diritto di conversione per obbligazioni di ammontare complessivo pari a €911 milioni con una plusvalenza di conto economico pari a €46 milioni. Al 31 dicembre 2015 Eni possiede n. 77.680.883 azioni di Snam SpA, pari al 2,22% del capitale sociale al servizio del bond convertibile.

Le svalutazioni di €3.875 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Eni Gas & Power NV per €2.249 milioni per effetto della riduzione del patrimonio netto della società conseguente alla distribuzione di un dividendo di €2.249 milioni, pari al totale degli utili portati a nuovo e delle riserve liberamente distribuibili della società e tenuto conto delle prospettive di reddito della partecipata; (ii) Eni Petroleum Co Inc (€558 milioni), Eni Investments Plc (€365 milioni), Syndial SpA (€284 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€173 milioni) in relazione all'andamento economico negativo; (iii) le partecipazioni in società esplorative in principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

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

[€ milioni]

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2015	Saldo netto al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2014 Riesposto	Saldo netto al 31.12.2015 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
ACAM Clienti SpA	100,000	21	21	21	9	[12]
Adriaplin doo	51,000	10	10	10	12	2
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	2	3	3	
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	92,660	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	48	160	112
Eni Adfin SpA	99,639	210	210	210	213	3
Eni Angola SpA	100,000	277	277	269	(73)	[342]
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	848	848	848	1.267	419
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	20	26	6
Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	23	23	23	
Eni Gas & Power NV	99,999	2.798	2.798	549	546	[3]
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	100	502	402
Eni International BV	100,000	14.780	14.780	20.755	32.818	12.063
Eni International Resources Ltd	99,998	36	36
Eni Investments Plc	99,999	6.101	6.101	5.736	5.345	[391]
Eni Medio Oriente SpA ^[a]	100,000	11	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	93	93	
Eni Mozambico SpA	100,000	1	1	15	15	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	692	652	[40]
EniPower SpA	100,000	937	937	937	743	[194]
Eni Power Generation Nv ^[b]		1	1			
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	27	35	8
EniServizi SpA	100,000	14	14	13	13	
Eni Timor Leste SpA	100,000	8	8	7	7	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	282	160	[122]
Eni West Africa SpA	100,000	26	26	13	13	
Eni Zubair SpA	100,000	
Est Più SpA ^[c]		9				
Floaters SpA	100,000	321	321	311	321	10
leoc SpA	100,000	20	20	20	22	2
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	285	273	[12]
Raffineria di Gela SpA	100,000	42	42			
Saipem SpA ^[d]	42,913	183	183			
Servizi Aerei SpA	100,000	80	80	80	82	2
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	100,000	280	280	239	239	
Società Ionica Gas SpA ^[e]		666				
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	24	24	22	22	



(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2015	Saldo netto al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2014 Riesposto	Saldo netto al 31.12.2015 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Syndial SpA - Attività Diversificate ^[a]	99,999	155	155	138	138	
Tecnomare SpA	100,000	17	17	54	60	6
Tigàz Zrt ^[a]	97,876				306	306
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	52	126	74
Versalis SpA ^[d]	100,000	438	438			
Totale Imprese controllate	30.517	29.842	31.900			
Imprese collegate e a controllo congiunto						
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000	39	39	36	43	7
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000	100	100	96	109	13
Mariconsult SpA	50,000
Seram SpA	25,000	1	1
Transmed SpA	50,000	13	13
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	25	55	30
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	442	503	61
Venezia Tecnologie SpA ^[b]				
Totale Imprese collegate e joint venture	606	606	599			
Totale Imprese controllate, collegate e joint venture	31.123	30.448	32.499			

[a] Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

[b] La partecipazione è stata ceduta nel corso del 2015.

[c] La partecipazione è stata incorporata in Eni SpA

[d] Partecipazione riclassificata nelle Discontinued operations.

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

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,5%;
- per Eni Angola SpA, Eni Investment Plc e Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compreso tra il 5,5% e il 6,7%, al netto imposte);
- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 4% e il 8,1%.

Al 31 dicembre 2015, il valore delle partecipazioni disponibili per la vendita è di seguito indicato:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni al 31.12.2015 [€]	Valore di mercato [€ milioni]
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	62.789.570	1,79%	4,83	303
- Snam SpA	14.891.313	0,43%	4,32	65
Totale	77.680.883	2,22%		368

Al 31 dicembre 2015, per le azioni ancora non oggetto di conversione (n. 62.789.570 azioni) o per cui non si è ancora realizzato il settlement dell'operazione (n. 14.891.313), è stata rilevata una plusvalenza da valutazione di circa €49 milioni. Per le azioni per cui non si è ancora realizzato il settlement dell'operazione, il valore di mercato è pari al prezzo di conversione.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2015, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

19 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	3.960	6.946
Titoli strumentali all'attività operativa	20	23
	3.980	6.969

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €6.946 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.375 milioni), Saipem SpA (€1.803 milioni), Versalis SpA (€372 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€114 milioni). I crediti finanziari strumentali sono aumentati di €2.986 milioni in particolare per maggiori finanziamenti a medio-lungo concessi alla Eni Finance International SA.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.638 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €23 milioni riguardano essenzialmente titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma D.L. n.128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2015 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	666	6.128	818	6.946
- non strumentali all'attività operativa	5.325			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa		23	23	23
	5.991	6.151	818	6.969

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 10 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.056 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo -0,2491% e lo 1,0123% e in dollari compresi tra lo 0,3927% e il 2,6726%. La gerarchia del fair value è di livello 2.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.



20 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.523	1.674	1.253
Imposte sul reddito differite IRES	(150)	(158)	(101)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	215	241	170
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(5)	(3)
Totale Eni SpA	1.585	1.752	1.319
Imposte anticipate società in joint operation	142	142	126
	1.727	1.894	1.445

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

	Valore al 31.12.2014	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
(€ milioni)							
Imposte differite:							
- differenze su attività materiali ed immateriali	[19]		1	1	(10)	10	[17]
- altre	(134)	[56]	100	3			[87]
	(153)	[56]	101	4	(10)	10	[104]
Imposte anticipate:							
- differenze su derivati	131					71	202
- fondi per rischi ed oneri	1.570	143	[251]	[156]	[2]		1.304
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	684	38	[153]	[46]		[57]	466
- differenze su attività materiali ed immateriali	212	32	[53]	[45]	179	43	368
- svalutazione crediti	242	68	[13]	[38]			259
- fondi per benefici ai dipendenti	74	15	[?]	[6]		[3]	73
- perdita fiscale	936	506	[22]	[181]			1.239
- altre	158	60	[91]	[3]		[2]	122
	4.007	862	[590]	(475)	177	52	4.033
- svalutazione anticipate	[2.269]	[541]		200			[2.610]
	1.738	321	[590]	(275)	177	52	1.423
Totale Eni SpA	1.585	265	[489]	(271)	167	62	1.319
Imposte anticipate joint operation	143	2		(18)			127
Imposte differite joint operation	[1]						[1]
Totale joint operation	142	2		(18)			126
	1.727	267	[489]	(289)	167	62	1.445

Le imposte anticipate nette di Eni SpA € 1.319 milioni risentono: (i) della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e per gli anni successivi sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia, alla luce delle ridimensionate prospettive di profitabilità 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 e avuto riguardo, per l'Irap, alle modifiche normative intervenute sulla determinazione della base fiscale, svalutando l'eccedenza non recuperabile (€341 milioni); (ii) della rettifica di attività per imposte anticipate nette 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 (€471 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2015 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita.

2) Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti d'imposta	944	90
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	238	226
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		106
Altri crediti da attività di disinvestimento	3	2
Altre attività	488	362
	1.673	786

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti di imposta chiesti a rimborso	866	44
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	92	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	944	90

I crediti di imposta, comprensivi degli interessi, di €90 milioni sono diminuiti di €854 milioni in quanto sono stati oggetto di operazioni di factoring con cessione pro soluto per circa €603 milioni, al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria per €269 milioni. I crediti di imposta ceduti riguardano: (i) il 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) - (€510 milioni); (ii) le 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 cd. Robin Tax (nel frattempo introdotto), della quota di IRAP relativa al costo lavoro (€93 milioni).

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

Le altre attività di €362 milioni riguardano per €277 milioni 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 con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 24 - Debiti commerciali e altri debiti). Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2016 (€108 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay 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 (v. definizione della clausola take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearla 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. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

Passività correnti

22 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €3.687 milioni [€3.616 milioni al 31 dicembre 2014] sono aumentate di €71 milioni.

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

	31.12.2014	31.12.2014 Riesposto	31.12.2015
[€ milioni]			
Euro	3.296	3.113	3.333
Dollaro USA	431	431	194
Lira Sterlina	49	49	129
Altre	23	23	31
	3.799	3.616	3.687

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,06% (0,25% nell'esercizio 2014), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €22 milioni.

Al 31 dicembre 2015 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.483 milioni (rispettivamente per €40 milioni e €12.101 milioni al 31 dicembre 2014). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – Proventi (oneri) finanziari. La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Rapporti con parti correlate.

23 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €2.514 milioni [€3.488 milioni al 31 dicembre 2014] è commentata nella nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine, cui si rinvia.

24 Debiti commerciali e altri debiti

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

	31.12.2014	31.12.2014 Riesposto	31.12.2015
[€ milioni]			
Debiti commerciali	8.377	8.360	5.227
Acconti e anticipi	285	285	353
Altri debiti:			
- relativi all'attività di investimento	353	356	318
- altri debiti	518	519	471
	871	875	789
	9.533	9.520	6.369

I debiti commerciali di €5.227 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€2.679 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.523 milioni) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€25 milioni).

Gli acconti e anticipi di €353 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€202 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture di Exploration & Production (€58 milioni).

Gli altri debiti di €471 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€189 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€191 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€7 milioni).

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Rapporti con parti correlate.

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono per €2 milioni a imposte estere della branch tedesca e per €2 milioni alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

26 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
(€ milioni)		Riesposto	
Accise e imposte di consumo	900	900	606
IVA	31	31	241
Royalty su idrocarburi estratti	249	269	175
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	34	34	34
Altre imposte e tasse	13	14	17
	1.227	1.248	1.073

Le passività per altre imposte correnti riferite alle royalty su idrocarburi estratti di €175 milioni sono diminuite di €94 milioni in relazione alla dinamica negativa del prezzo degli idrocarburi.

27 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
		Riesposto	
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	1.776	1.776	1.067
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	502	502	457
Altre passività	369	370	314
	2.647	2.648	1.838

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

Le altre passività di €314 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€146 milioni) - (v. nota n. 31 – Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€110 milioni).

Passività non correnti

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

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

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	1.936	158	2.094	3.162	369	3.531
Obbligazioni ordinarie	13.925	2.304	16.229	14.248	1.804	16.052
Obbligazioni convertibili	1.239	1.024	2.263		339	339
Altri finanziatori, di cui:	300	2	302	549	2	551
- imprese controllate	297	1	298	548	1	549
- altri	3	1	4	1	1	2
	17.400	3.488	20.888	17.959	2.514	20.473



Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di € 20.473 milioni sono denominate in euro per € 19.479 milioni e per € 994 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2015 è del 3,21% per quelle denominate in euro (3,22% al 31 dicembre 2014) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2014). I debiti verso banche di € 3.531 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di € 1.437 milioni; al 31 dicembre 2015 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di € 551 milioni riguardano per € 548 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanziatori, inclusive delle rispettive quote a breve termine, per complessivi € 4.082 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,19% (1,99% al 31 dicembre 2014) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2014). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,09% e il 4,78% (tra l'1,70% e il 4,78% 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 mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Al 31 dicembre 2015 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a € 1.738 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2015 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per € 6.576 milioni (€ 6.597 milioni al 31 dicembre 2014), di cui € 1.000 milioni scadenti entro 12 mesi. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – Proventi (oneri) finanziari.

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

Tipo	Valore al 31 dicembre				Scadenza a lungo termine				
	2014	2015	Scad. 2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	Totale
Banche	2.094	3.531	369	199	698	1.144	139	982	3.531
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.567	1.569	1.569						1.569
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.512	1.514	18			1.496			1.514
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.253	1.254	8	1.246					1.254
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.218	1.217	14				1.203		1.217
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.034	1.035	39			996			1.035
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.030	1.030	32		998				1.030
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.025	1.026	33			993			1.026
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.018	1.019	20			999			1.019
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.004	1.005	15			990			1.005
- Euro Medium Term Notes 1,500%		1.005	14			991			1.005
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	801	2			799			801
- Euro Medium Term Notes 3,750%	761	762	14		748				762
- Euro Medium Term Notes 1,750%		747	4			743			747
- Retail VARIABILE%	999								
- Retail 4,000%		1.019							
- Retail TF 4,875%	1.112	1.115	12	1.103					1.115
- Bond US 4,150%	373	416	4			412			416
- Bond US 5,700%	288	322	5			317			322
- Retail TV	215	215	1	214					215
	16.229	16.052	1.804	2.563	998	2.244	2.407	6.036	16.052
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile azioni Galp	1.016								
- Bond convertibile azioni Snam	1.247	339	339						339
	2.263	339	339						339
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	298	549	1		173	6	250	119	549
- altri	4	2	1	1					2
	302	551	2	1	173	6	250	119	551
	20.888	20.473	2.514	2.763	1.869	3.394	2.796	7.137	20.473

Nel corso del 2015 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per €1.752 milioni. L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2015 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disagio di emissione, rateo d'interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.500	69	1.569	EUR	2016	5,000
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.500	14	1.514	EUR	2019	4,125
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.250	4	1.254	EUR	2017	4,750
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	35	1.035	EUR	2020	4,250
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	30	1.030	EUR	2018	3,500
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	26	1.026	EUR	2029	3,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	5	1.005	EUR	2023	3,250
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	5	1.005	EUR	2026	1,500
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	800	1	801	EUR	2021	2,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	750	12	762	EUR	2019	3,750
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	750	(3)	747	EUR	2024	1,750
- <i>Retail TF</i>	1.109	6	1.115	EUR	2017	4,875
- <i>Bond US</i>	413	3	416	USD	2020	4,150
- <i>Bond US</i>	322		322	USD	2040	5,700
- <i>Retail TV</i>	215		215	EUR	2017	variabile
	15.809	243	16.052			
Obbligazioni convertibili:						
- <i>Bond convertibile azioni Snam</i>	339		339	EUR	2016	0,625

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano €1.569 milioni.

L'obbligazione convertibile di €339 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 18 gennaio 2013 di un prestito obbligazionario dell'importo nominale di €1.250 milioni convertibile in azioni ordinarie Snam SpA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,625%. L'obbligazione convertibile si è ridotta di €911 milioni per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori del prestito obbligazionario convertibile in azioni Snam relativo a circa il 6% del capitale sociale (n. 211.002.719 azioni ordinarie), il prestito obbligazionario convertibile residua alla data di bilancio in €339 milioni con sottostante 77,7 milioni di azioni Snam (2,22% del capitale sociale). Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, 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.

Al 31 dicembre 2015, per le azioni sottostanti le quote del prestito per le quali non era ancora intervenuta la conversione (n. 62.789.570 azioni) o per cui non si era ancora realizzato il settlement dell'operazione di conversione (n. 14.891.313 azioni), è stata rilevata una plusvalenza da valutazione di circa €49 milioni e una variazione positiva del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €33 milioni. Per le azioni per cui non si è ancora realizzato il settlement dell'operazione, il valore di mercato è pari al prezzo di conversione, mentre per le azioni ancora non oggetto di conversione, il prezzo corrente dell'azione Snam a fine esercizio è di €4,83 per azione. L'esercizio del diritto di conversione è stato sostanzialmente completato nel gennaio 2016.

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 tranches 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 riacquistato 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 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.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.665 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,2491% e l'1,48367% (tra lo 0,1735% e il 1,2895% al 31 dicembre 2014) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,3927 e il 2,6726% (tra lo 0,2559% e il 2,718% al 31 dicembre 2014). La gerarchia del fair value è di livello 2.



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

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2014 Riesposto			31.12.2015		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	4.280		4.280	4.281		4.281	4.132		4.132
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.024		5.024	5.024		5.024	5.028		5.028
C. Liquidità (A+B)	9.304		9.304	9.305		9.305	9.160		9.160
D. Crediti finanziari^(a)	6.622		6.622	6.619		6.619	5.325		5.325
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	212		212	212		212	114		114
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	158	1.936	2.094	158	1.936	2.094	369	3.162	3.531
G. Prestiti obbligazionari	3.328	15.164	18.492	3.328	15.164	18.492	2.143	14.248	16.391
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.587		3.587	3.404		3.404	3.573		3.573
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	297	298	1	297	298	1	548	549
L. Altre passività finanziarie	1	3	4	1	3	4	1	1	2
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.287	17.400	24.687	7.104	17.400	24.504	6.201	17.959	24.160
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	[8.639]	17.400	8.761	[8.820]	17.400	8.580	[8.284]	17.959	9.675

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

29 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzo a fronte oneri	Utilizzo per esuberanza	Valore finale
31.12.2014								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.575	354	49	5	(33)	[4]		1.946
Fondo oneri per contratti onerosi	800			9	(94)			715
Fondo rischi e oneri ambientali	731			145	(131)	(2)		743
Fondo esodi e mobilità lunga	285		10	7	(83)	(58)		161
Fondo rischi per contenziosi	179			13	(38)	(38)		116
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	83					[1]		82
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA				25				25
Altri fondi per rischi ed oneri	559			321	(112)	(42)		726
	4.212	354	59	525	(491)	(145)		4.514
31.12.2014 Risposta								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.575	79	370	51	5	(33)	[4]	2.043
Fondo oneri per contratti onerosi	800				9	(94)		715
Fondo rischi e oneri ambientali	731	10			146	(132)	(2)	753
Fondo esodi e mobilità lunga	285			10	7	(83)	(58)	161
Fondo rischi per contenziosi	179	7			13	(45)	(38)	116
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	83					[1]		82
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA				25				25
Altri fondi per rischi ed oneri	559	1		321	(112)	(42)		727
	4.212	97	370	61	526	(499)	(145)	4.622
31.12.2015								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	2.043		[318]	41	10	(16)		1.760
Fondo oneri per contratti onerosi	715				107	(93)		729
Fondo rischi e oneri ambientali	753				124	(193)	(5)	679
Fondo esodi e mobilità lunga	161					(5)	(18)	138
Fondo rischi per contenziosi	116				23	(10)	(8)	121
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	82					2		84
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	25							25
Altri fondi per rischi ed oneri	727			4	71	(312)	(55)	435
	4.622		[318]	45	337	(629)	(86)	3.971

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.760 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.690 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,404% e il 3,209%; il periodo previsto degli esborsi è 2016-2056; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€49 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo per contratti onerosi di €729 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €679 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€351 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€141 milioni), negli impianti di raffinazione (€23 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€57 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€20 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€47 milioni) e ad altri siti non operativi (€32 milioni).

Il fondo esodi e mobilità lunga di €138 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011.

Il fondo rischi per contenziosi di €121 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €84 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA di €25 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Saipem SpA all'atto della cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Gli altri fondi di €435 milioni comprendono: (i) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (€25 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€25 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Dil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€10 milioni); (v) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (€6 milioni).

30 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
		Risposto	
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	213	214	189
Piani esteri	3	3	3
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	78	78	76
Altri fondi per benefici ai dipendenti	87	87	98
	381	382	366

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 1º 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 1º gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

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

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

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e 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 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 precedentemente considerato un piano a contributi definiti ha assunto la configurazione di un piano a benefici definiti per effetto delle modifiche normative afferenti la struttura del fondo intervenuta nell'anno. La fattispecie interessa anche Eni in considerazione della presenza di risorse rivenienti dalla fusione per incorporazione della ex "Italgas Più" 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	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	197		68	80	345	214		8	78	87
Costo corrente			2	27	29			1	43	44
Interessi passivi	6		2	1	9	4		1	1	7
Rivalutazioni:	20		9		29	(17)		(1)	(13)	(31)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche										
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	23		10	1	34			(11)	(11)	
- Effetto dell'esperienza passata	(3)		(1)	(1)	(5)	(17)		(1)	(2)	(20)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione										
Benefici pagati	(11)		(3)	(21)	(35)	(14)		(3)	(32)	(49)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti	2		8		10	2		1	3	
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio [a]	214		8	78	87	387		9	76	98
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio								5		
Interessi attivi								1		1
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti		5				5				
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio [b]		5				5		6		6
Passività netta rilevata in bilancio [a-b]	214		3	78	87	382		3	76	98

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €98 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano gli incentivi monetari differiti per €71 milioni (€63 milioni al 31 dicembre 2014), i premi di anzianità per €11 milioni (€16 milioni al 31 dicembre 2014), il fondo gas per €11 milioni e i piani di incentivazione di lungo termine per €5 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2014).

I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(\$ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
2014					
Costo corrente			2	27	29
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6		2	1	9
Totale interessi passivi (attivi) netti	6		2	1	9
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	6		2		8
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					
Totale	6		4	28	38
- di cui rilevato nel costo lavoro			2	28	30
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	6		2		8
2015					
Costo corrente			1	43	44
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				11	11
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	1	1	1	7
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(1)			(1)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(13)	(13)
Totale	4		2	42	48
- di cui rilevato nel costo lavoro			1	42	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5

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

(€ milioni)	2014			2015		
	TFR	FISDE	Totale	TFR	FISDE	Totale
Rivalutazioni:						
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	23	10	33			
- Effetto dell'esperienza passata	(3)	(1)	(4)	(17)	(1)	(18)
	20	9	29	(17)	(1)	(18)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014		31.12.2015	
	Attività a servizio del piano:		Attività a servizio del piano:	
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi				
	5		6	
	5		6	

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

2014	TFR	Piani esteri		FISDE	Altri
		[%]	2,0		
Tassi di sconto			2,0	2,0	0,5-2,0
Tasso di inflazione		[%]	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni		anni		24	

2015	TFR	Piani esteri		FISDE	Altri
		[%]	2,0		
Tassi di sconto			2,0	2,0	0,5-2,0
Tasso di inflazione		[%]	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni		anni		24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione corrisponde all'obiettivo di lungo termine della Banca Centrale Europea. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

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

(€ milioni)	Tasso di sconto				Tasso di inflazione				Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%						
Effetto sull'obbligazione netta:										
TFR	(11)		12		8					
Piani esteri	***		***		***		***		***	
FISDE	(6)		5						6	
Altri	(1)		1		1		1		1	

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €31 milioni, di cui €6 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

[€ milioni]	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
31.12.2014				
2015	3		3	33
2016	3		3	29
2017	4		3	34
2018	5		3	1
2019	8		3	1
Oltre il 2019	191	3	63	4
31.12.2015				
2016	3		3	25
2017	3		3	29
2018	4		3	17
2019	6		3	1
2020	8		3	2
Oltre il 2020	165	3	61	8

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

	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2014				
Durata media ponderata	anni	12,2	7,0	14,9
2015				
Durata media ponderata	anni	12,3	7,0	15,1

31 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
	Riesposto		
[€ milioni]			
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	301	301	413
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			230
Depositi cauzionali	247	248	257
Altre passività	1.149	1.149	981
	1.697	1.698	1.881

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

I depositi cauzionali a lungo termine di €257 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€232 milioni).

Le altre passività di €981 milioni riguardano essenzialmente: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Engie) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€573 milioni), Engie SA (ex GDF Suez SA) (Gruppo Engie) per la fornitura di gas naturale (€149 milioni) per un periodo di 20 anni; Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna al PSV (in Italia) (€5 milioni) e Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna a Eynatten (Germania) (€9 milioni); (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€141 milioni); e Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€32 milioni); (iii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€21 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€24 milioni); (iv) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà di Interconnector UK Ltd (€1 milioni).

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

32 Strumenti finanziari derivati

[€ milioni]	31.12.2014		31.12.2015	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	660	978	374	456
- Outright	699	333	103	99
- Interest currency swap	146	141	128	130
	1.505	1.452	605	685
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	81	41	50	27
	81	41	50	27
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	306	521	310	725
- Future		4	7	17
- Altri	5			
	311	525	317	742
	1.897	2.018	972	1.454
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	40	502	133	687
	40	502	133	687
Contratti derivati impliciti				
<i>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</i>				
Totale contratti derivati	1.937	2.579	1.105	2.167
<i>Di cui:</i>				
- correnti	1.699	2.278	773	1.524
- non correnti	238	301	332	643

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

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere da Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 37 – Costi operativi.

Le opzioni 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.

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

Discontinued operations

Saipem

Il 27 ottobre 2015, Eni SpA ha definito il contratto preliminare di compravendita in base al quale si è impegnata a cedere a Fondo Strategico Italiano SpA ("FSI") una partecipazione nel capitale di Saipem SpA composta da n. 55.176.364 azioni ordinarie, pari a circa il 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.

Il patto parasociale avente a oggetto un numero paritetico di azioni ordinarie Saipem apportate da ciascun contraente (fino a un massimo del 12,5% 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.

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.

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 SpA per €2.723 milioni.

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 affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore.

Poiché il settore Ingegneria & Costruzioni gestito da Saipem e il settore Chimica gestito da Versalis costituiscono due "major line of business", il management ha rappresentato i risultati di Saipem SpA e Versalis SpA e loro controllate come discontinued operations.

Come previsto dallo IFRS 5, le partecipazioni in Saipem e Versalis sono state valutate al minore tra il valore di libro e il fair value. Per Saipem il fair value rappresentato dalla quotazione di borsa al 31 dicembre (€7,49 per azione) è risultato superiore al valore di libro. 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 (€8,3956 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem alla chiusura (€7,49 per azione). Per Versalis SpA l'adeguamento del valore di libro al fair value coerente con la transazione in corso di definizione ha determinato una svalutazione di €1.835 milioni.

Con riferimento alla rappresentazione delle discontinued operations prevista dai principi contabili internazionali (IFRS 5), si precisa che:

- nello schema di stato patrimoniale, le attività e le passività delle discontinued operations sono state rilevate, rispettivamente, in un'unica voce dell'attivo e del passivo;
- nello schema di conto economico, i risultati economici relativi alle discontinued operations, al netto degli effetti fiscali, sono rilevati in un'apposita voce indicata prima dell'utile netto del periodo;
- nello schema di rendiconto finanziario, il flusso di cassa netto da attività operativa e da attività di investimento afferente alle discontinued operations è stato separatamente evidenziato.

Per i dati di conto economico e per quelli relativi ai flussi di cassa delle discontinued operations sono forniti i corrispondenti dati comparativi.

Di seguito sono rappresentati i principali valori di bilancio delle discontinued operations:

	2014	2015
[€ milioni]		
Oneri netti su partecipazioni	(546)	(1.835)
Proventi (oneri) finanziari	50	
Imposte sul reddito		(1)
Risultato netto delle discontinued operations	(546)	(1.786)
Attività correnti		50
Attività non correnti		183
Totale Attività		233
Passività non correnti		(251)
Totale Passività		(251)
Flusso di cassa da attività di investimento - intervento sul capitale Versalis SpA		(1.147)

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €3 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e alla cessione del Deposito di Ravenna.



34 Patrimonio netto

	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2015
(€ milioni)		Risposto	
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserva legale	959	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201	581
Altre riserve di capitale:	9.990	9.990	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993			378
Riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(347)	(347)	(556)
Riserva IFRS 10 e 11	11	11	9
Altre riserve di utili non disponibili:	1.107	1.107	123
Riserva art. 6, comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005	1.152	1.152	158
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(45)	(45)	(35)
Altre riserve di utili disponibili:	16.749	16.468	23.184
Riserva disponibile	16.230	15.945	22.054
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	412
Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	19
Riserva da avanzo di fusione	13	17	624
Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1	1
Acconto sui dividendi	(2.020)	(2.020)	(1.440)
Utile dell'esercizio	4.455	4.510	1.918
	40.529	40.303	38.570

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2015, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69,00%, di proprietà di altri azionisti.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA (ora Gas & Power), Somicem SpA ed EniFin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per EniFin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridefinizione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2014), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto 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 mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per €581 milioni al 31 dicembre 2015. L'8 novembre 2015 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Pertanto l'importo residuo non utilizzato di €5.620 milioni è stato riclassificato alle riserve da cui ha tratto origine, in particolare alla "Riserva disponibile" (€4.635 milioni), alla "Riserva avанzo di fusione" (€607 milioni), alla "Riserva adeguamento patrimonio netto n. 292/1993" (€378 milioni).

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €556 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva linda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2014	(480)	133	(347)
Variazione dell'esercizio 2015	(279)	70	(209)
Riserva al 31 dicembre 2015	(759)	203	(556)

La variazione negativa di €209 milioni include il reversal a conto economico di oneri pari a €321 milioni, di cui €41 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e €280 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €9 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1º gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 e omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. Le nuove disposizioni sono state applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1º gennaio 2013 e i dati economici del 2013.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €123 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 1, lettera a) D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €158 milioni si incrementa per €33 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 maggio 2015 in sede di attribuzione dell'utile 2014 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di € 1.027 milioni ai sensi dell'art. 6, comma 3, del D.Lgs. n. 38/2005 in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2015 come di seguito indicato:

(€ milioni)	Galp Energia SGPS SA		Snam SpA		Valutazione rimanenze		TOTALE
	Riserva linda	Effetto Fiscale	Riserva linda	Effetto Fiscale	Riserva linda	Effetto Fiscale	
Riserva al 31 dicembre 2014	604	(12)	571	(11)			1.152
Attribuzione utile 2014	...		10	...	34	(11)	33
Variazione dell'esercizio 2015	[604]	12	(425)	8	(27)	9	(1.027)
Riserva al 31 dicembre 2015	0	0	156	(3)	7	(2)	158



- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €35 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di € 23.184 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €22.054 milioni con un incremento di €6.109 milioni dovuto essenzialmente: i) alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€4.635 milioni); ii) alla riclassifica della riserva art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto delle plusvalenze realizzate nel corso del 2015 (€1.027 milioni); (iii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2014 (€390 milioni). La riserva accoglie il disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Società Ionica SpA avvenuta il 1° dicembre 2015 (€ 230 milioni).
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €624 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est più SpA, decorsa dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni) e di Eni gas & power GmbH, decorsa dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni). La riserva si è incrementata per effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni). Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili.
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, EniFin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sul dividendi

Riguarda per €1.440 milioni l'aconto sul dividendo dell'esercizio 2015 di €0,4 per azione 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.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €1,32 miliardi. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €23,15 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli in applicazione IFRS 10 – 11

[€ milioni]	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto			
	2014	2014 Riesposto	2015	31.12.2014	31.12.2014 Riesposto	31.12.2015
Eni SpA	4.460	4.515	1.918	40.523	40.297	38.561
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(5)	(5)	6	6	6	9
Eni SpA - applicazione IFRS 10 - 11	4.455	4.510	1.918	40.529	40.303	38.570

35 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €75.473 milioni (€70.238 milioni al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	20.435	41.429	61.864	25.876	41.796	67.672
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.122	117	6.239	6.122	86	6.208
Imprese in joint operation			126	126		
Proprio		1.834	1.834		1.396	1.396
Altri		175	175		197	197
Totale	26.557	43.681	70.238	31.998	43.475	75.473

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €25.876 milioni riguardano:

- per €25.772 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €14.646 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Versalis France SAS e da Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €6.122 milioni sono relative alla fidejessione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €41.796 milioni riguardano:

- per €15.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.166 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è di €2.969 milioni;
- per €2.756 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è di €2.223 milioni;
- per €1.837 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €11.396 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a sua volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (€2.894 milioni), Refining & Marketing (€206 milioni), Altre attività e società finanziarie (€591 milioni), Gas & Power (€7.602 milioni) e Petrolchimica (€103 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari a €11.379 milioni;
- per €3.347 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €2.337 milioni;
- per €1.364 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.286 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €359 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari a €357 milioni;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €140 milioni i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;

- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €16 milioni;
- per €36 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €86 milioni riguardano essenzialmente:

- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €52 milioni;
- per €29 milioni, le garanzie prestate a terzi e a società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.396 milioni riguardano:

- le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €197 milioni riguardano essenzialmente:

- per €187 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative a Eni Ceska Republika. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al nominale;
- per €3 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al nominale.

Impegni e rischi

[€ milioni]	31.12.2014	31.12.2015
Impegni	226	229
Rischi	25	89
251	318	

Gli impegni di €229 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2015 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €133 milioni (€71 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €8 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocchaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

I rischi di €89 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero [Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA]. Al 31 dicembre 2012 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta;
- le residue manleva rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Uniòn Fenosa Gas SA a favore di Uniòn Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Uniòn Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Uniòn Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

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

- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni a Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentuata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa [Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk"] nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business [Direzioni/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 ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario.

L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni

avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentuato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudentiale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguitamento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream 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 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 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 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 perseguitamento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentuata, 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 mercato commodity

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

a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime;

- b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset;
- c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio 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 CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguitamento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) 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 business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio 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 gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi:

- a) 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);
 b) 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 la 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 dell'esercizio 2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio ponderato pari ad AA, sostanzialmente in linea con quello di Eni. La seguente tabella riporta 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 periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	3,97	0,94	1,61	1,87	4,87	1,55	3,02	2,96
Tasso di cambio	0,20	0,01	0,05	0,04	0,21	0,01	0,05	0,01

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



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

[€ milioni]	2014			Fine periodo	2015			Fine periodo
	Massimo	Minimo	Media		Massimo	Minimo	Media	
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^[a]	37,03		15,88		51,43		21,80	

(a) Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). 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.

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

[€ milioni]	2014			Fine periodo	2015			Fine periodo
	Massimo	Minimo	Media		Massimo	Minimo	Media	
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 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 accentrativo 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 perseguitamento 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 accentrativo. 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.

Rischio di liquidità

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

Eni ha un rating Standard & Poor's di A- con outlook negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna il rating di A3 in review per un possibile downgrade 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. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2015 sono stati emessi bond per € 1,75 miliardi nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2015, Eni SpA dispone di linee di credito committed non utilizzate a breve termine di € 40 milioni. Le linee di credito a lungo termine, pari a € 6.576 milioni, di cui € 1.000 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano tutte disponibili; 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 tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

[€ milioni]	Anni di scadenza						
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	Totale
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.180	3.104	2.745	1.321	2.402	2.899	20.651
Passività finanziarie a breve termine	3.799						3.799
Passività per strumenti finanziari derivati	2.278	114	26	39	43	79	2.579
	9.257	3.218	2.771	1.360	2.445	7.978	27.029
Interessi su debiti finanziari	667	617	531	409	367	1.364	3.955
Garanzie finanziarie		18					18

[€ milioni]	Anni di scadenza						
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	Totale
31.12.2014 Riesposto							
Passività finanziarie a lungo termine	3.180	3.104	2.745	1.321	2.402	2.899	20.651
Passività finanziarie a breve termine	3.616						3.616
Passività per strumenti finanziari derivati	2.278	114	26	39	43	79	2.579
	9.074	3.218	2.771	1.360	2.445	7.978	26.846
Interessi su debiti finanziari	667	617	531	409	367	1.364	3.955
Garanzie finanziarie		18					18

[€ milioni]	Anni di scadenza						
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	Totale
31.12.2015							
Passività finanziarie a lungo termine	2.293	2.775	1.699	3.396	2.803	2.053	20.019
Passività finanziarie a breve termine	3.687						3.687
Passività per strumenti finanziari derivati	1.524	456	88	41		58	2.167
	7.504	3.231	1.787	3.437	2.803	7.111	25.873
Interessi su debiti finanziari	638	569	446	400	304	1.268	3.625
Garanzie finanziarie		12					12



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

[€ milioni]	Anni di scadenza			
	2015	2016-2019	Oltre	Totale
31.12.2014				
Debiti commerciali	8.377			8.377
Altri debiti e anticipi	1.157	224	23	1.404
	9.534	224	23	9.761
31.12.2014 Riesposto				
Debiti commerciali	8.360			8.360
Altri debiti e anticipi	1.160	225	23	1.408
	9.520	225	23	9.768
31.12.2015				
Debiti commerciali	5.227			5.227
Altri debiti e anticipi	1.142	257	23	1.422
	6.369	257	23	6.649

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 di 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						
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	103	89	74	54	37	264	621
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	14	8	11	3		3.488	3.524
Costi relativi a fondi ambientali	129	91	72	59	100	230	681
Impegni di acquisto	10.450	9.616	9.946	9.323	7.804	94.265	141.404
Gas ^(c)							
Take-or-pay	8.463	8.036	8.600	8.125	7.249	91.667	132.140
Ship-or-pay	1.987	1.580	1.346	1.198	555	2.598	9.264
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	6	4	3	2	2	116	133
Altri	76					20	96
Totale	10.778	9.808	10.106	9.441	7.943	98.383	146.459

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

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

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

[€ milioni]	Anni di scadenza					
	2016	2017	2018	2019	2020 e Oltre	Totale
Impegni per progetti committed	778	522	409	263	356	2.328
	778	522	409	263	356	2.328

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			2014 Riesposto			2015		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:									
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(180)	188		(180)	188		(508)	(741)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(462)	(5)	(232)	(462)	(5)	(232)	(554)	(8)	(279)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:									
- Titoli	20			20			23		
Strumenti finanziari destinati al trading:									
- Titoli ^(c)	5.024	24		5.024	24		5.028	3	
Partecipazioni valutate al fair value:									
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(d)	1.744	(21)		1.744	(21)		368	49	
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato									
- Crediti commerciali e altri crediti ^(e)	14.042	(269)		14.046	(269)		8.570	(375)	
- Crediti finanziari ^(f)	10.749	616		10.746	616		12.937	885	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(9.534)	(222)		(9.520)	(222)		(6.389)	(231)	
- Debiti finanziari ^(f)	(24.687)	(1.083)		(24.504)	(1.083)		(24.160)	(1.120)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €619 milioni di oneri (oneri per €80 milioni nel 2014) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €122 milioni di oneri (oneri per €268 milioni nel 2014).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) operativi".

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

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

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €517 milioni di oneri (oneri per €383 milioni nel 2014) [svalutazioni al netto degli utilizzati] e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €142 milioni di proventi (proventi per €114 milioni nel 2014).

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

Informazioni sulle valutazioni al fair value

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

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2015 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2014		2015	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading	5.024		5.028	
Rimanenze - Certificati bianchi	34		28	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.659		746
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		40		27
Attività non correnti:				
Altre partecipazioni valutate al fair value	1.744		368	
Altre attività finanziarie - Titoli	20		23	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		238		226
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		106		
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura	1.776		1.067	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	502		457	
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura	301		413	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		230		

Nel corso dell'esercizio 2015 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

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

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2015, a fronte di 5,88 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,01 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,88 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

36 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

[€ milioni]	2014	2014	2015
	Riesposto		
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	42.356	42.370	33.657
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	[?]	[?]	[4]
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	1	1	
	42.350	42.364	33.653

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

[€ milioni]	2014	2014	2015
	Riesposto		
Gas naturale e GPL	17.013	17.024	14.262
Prodotti Petroliferi	16.465	16.465	12.721
Energia elettrica e utility	3.387	3.397	2.731
GNL	1.988	1.988	1.629
Greggi	1.809	1.809	883
Vettoriamento gas su tratte estere	103	103	86
Gestione sviluppo sistemi informatici	69	69	72
Gestione energia	5	5	3
Altre vendite e prestazioni	1.517	1.510	1.270
	42.356	42.370	33.657

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€14.262 milioni) riguardano le vendite di gas in Italia per €8.691 milioni (32,8 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €4.914 milioni (19,9 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€657 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€12.721 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€3.242 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€3.265 milioni), le vendite di prodotti per la petrochimica, di lubrificanti e altri prodotti (€2.908 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€1.673 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€1.633 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€2.731 milioni) riguardano le vendite a terzi (€1.966 milioni) e a società controllate (€765 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita GNL (€1.629 milioni) riguardano essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vendita greggi (€883 milioni) riguardano le vendite a società controllate (€839 milioni) e vendite a terzi (€44 milioni).

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (€86 milioni) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (€72 milioni) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (€3 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.270 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte da Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€783 milioni); la quota di competenza dell'esercizio dei proventi polienniali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€70 milioni) e da acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale rispettivamente da Electrabel Italia e da Engie SA (ex Gas de France Suez SA) (€78 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€15 milioni) e di trasporto marittimo e contrastallie (€22 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€23 milioni) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (€3 milioni).

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

[€ milioni]	2014	2014	2015
	Riesposto		
Accise su prodotti petroliferi	(8.853)	(8.853)	(8.568)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.821)	(1.821)	(1.660)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(99?)	(99?)	(77?)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(326)	(326)	(333)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(62)	(62)	(33)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(32)	(32)	(25)
	(12.091)	(12.091)	(11.389)

I ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Italia	26.508	26.522	22.466
Resto dell'Unione Europea	12.654	12.654	8.490
Asia	1.725	1.725	1.553
Africa	461	461	454
Resto dell'Europa	670	670	392
Americhe	292	292	271
Altre aree	40	40	27
	42.350	42.364	33.653

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Proventi per attività in joint venture	69	69	69
Locazioni, affitti e noleggi	63	63	57
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	2	2	7
Altri proventi	225	226	204
	359	360	337

I proventi per attività in joint venture di €69 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €57 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

97 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	30.633	30.476	22.614
Costi per servizi	8.048	8.070	8.123
Costi per godimento di beni di terzi	644	662	534
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	142	143	269
Variazioni rimanenze	1.620	1.620	870
Altri oneri	695	697	828
	41.782	41.668	33.238

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

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Gas naturale	14.115	13.953	11.066
Materie prime, sussidiarie	11.081	11.085	8.006
Prodotti	3.951	3.951	2.584
Semilavorati	1.265	1.265	736
Materiali e materie di consumo	434	440	369
a dedurre:			
Acquisti per investimenti	[182]	[187]	[120]
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(31)	(31)	(27)
	30.633	30.476	22.614

I costi per servizi riguardano:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.040	3.047	3.358
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	1.112	1.116	1.119
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	900	906	807
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	676	676	622
Progettazione e direzione lavori	462	464	446
Manutenzioni	324	330	365
Trasporti e movimentazioni	357	357	355
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	371	371	317
Costi di vendita diversi	296	296	287
Consulenze e prestazioni professionali	309	311	272
Servizi di modulazione e stoccaggio	170	170	161
Postali, telefoniche e ponti radio	149	149	126
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	118	118	95
Viaggi, missioni e altri	80	80	80
Compensi di lavorazione	137	137	23
Altri	894	898	930
	9.395	9.426	9.368
a dedurre:			
Servizi per investimenti	(1.021)	(1.079)	(957)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(276)	(277)	(288)
	8.048	8.070	8.123

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €133 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €534 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €150 milioni (€220 milioni al 31 dicembre 2014) e canoni per contratti di leasing operativo per €180 milioni (€190 milioni al 31 dicembre 2014). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €115 milioni (€145 milioni al 31 dicembre 2014). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

	Total	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
(€ milioni)							
Immobili per uffici	600	91	83	71	54	37	264
Altri	21	12	6	3			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	621	103	89	74	54	37	264

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €269 milioni sono aumentati di €126 milioni essenzialmente per effetto dei maggiori accantonamenti per contratti onerosi di Gas & Power relativi agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 29 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia. La variazione rimanenze di €870 milioni include l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi correnti dell'esercizio. Gli altri oneri di €828 milioni includono essenzialmente: (i) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti (€517 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€138 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€43 milioni).



Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
[€ milioni]			
Salari e stipendi	856	860	874
Oneri sociali	243	245	250
Oneri per benefici ai dipendenti	86	86	101
Costi personale in comando	75	75	80
Altri costi	(19)	(18)	16
	1.241	1.248	1.321
a dedurre:			
- proventi relativi al personale	(92)	(92)	(96)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(68)	(68)	(68)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(8)	(8)	(9)
	1.079	1.080	1.148

Il costo lavoro di €1.148 milioni è aumentato di €68 milioni in relazione essenzialmente alla circostanza che nel 2014 furono rilevati maggiori utilizzati per esuberanza dei fondi mobilità lunga dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013 – 2014 e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010 – 2011.

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

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

	2014	2014	2015
		Riesposto	
[€ milioni]			
Dirigenti	643	643	644
Quadri	4.359	4.396	4.340
Impiegati	6.556	6.592	6.414
Operai	1.143	1.190	1.065
	12.701	12.821	12.463

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

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €39 milioni e €36 milioni rispettivamente per il 2014 e il 2015 e si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
[€ milioni]			
Salari e stipendi	22	22	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	2
Altri benefici a lungo termine	10	10	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	6	6	2
	39	39	36

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €6,7 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €375 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	2014	2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(80)	(619)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	(3)
	(79)	(622)

Gli altri oneri operativi netti di €622 milioni (oneri operativi netti di €79 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€619 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace principalmente del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Gas & Power (onere netto di €3 milioni).

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2014	2014	2015
	Risposto		
Ammortamenti:			
- immobili, impianti e macchinari			
- immobili, impianti e macchinari	804	826	802
- attività immateriali	296	296	118
	1.100	1.122	920
Svalutazioni:			
- immobili, impianti e macchinari			
- immobili, impianti e macchinari	160	160	122
	160	160	122
	1.260	1.282	1.042

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.042 milioni sono diminuiti di €240 milioni a seguito essenzialmente dei minori costi di ricerca esplorativa (€131 milioni) e di presviluppo (€49 milioni) in particolare dell'attività esplorativa condotta in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA rilevata pro quota in Eni SpA.

Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 – Immobili, Impianti e Macchinari e n. 17 – Attività immateriali.



38 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Proventi (oneri) finanziari:			
Proventi finanziari	1.426	1.437	2.642
Oneri finanziari	(1.919)	(1.933)	(2.982)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	24	24	3
(469)	(472)	(337)	
Strumenti finanziari derivati	330	330	(94)
	(139)	(142)	(431)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:			
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(680)	(680)	(655)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(52)	(52)	(52)
Interessi attivi su depositi e c/c	12	12	5
Proventi netti da attività finanziarie destinate al trading	24	24	3
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	66	66	59
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(21)	(21)	(19)
	(651)	(651)	(659)
Differenze attive (passive) di cambio:			
Differenze attive realizzate	692	703	1.834
Differenze attive da valutazione	371	371	464
Differenze passive realizzate	(823)	(834)	(1.562)
Differenze passive da valutazione	(234)	(234)	(592)
	6	6	144
Altri proventi (oneri) finanziari:			
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(59)	(61)	(45)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	128	128	122
Commissioni per servizi finanziari	52	52	44
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(32)	(32)	(38)
Interessi su crediti d'imposta	44	44	5
Altri proventi	61	61	59
Altri oneri	(58)	(59)	(52)
	136	133	145
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	40	40	33
	(469)	(472)	(337)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed 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:

	2014	2015
(€ milioni)		
Strumenti finanziari derivati su valute	258	(126)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	4	(1)
Opzione implicita su prestiti obbligazionari convertibili	68	33
	330	(94)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €127 milioni si determinano per effetto: (i) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi posti in essere da Gas & Power (onere netto di € 5 milioni).

I proventi netti su opzioni di €33 milioni riguardano la valutazione al fair value dell'opzione implicita del 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 a lungo termine.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota 41 – Rapporti con parti correlate.

39 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2014	2014	2015
	Riesposto		
Dividendi	6.992	6.992	10.366
Plusvalenze nette da vendite	97	97	149
Altri proventi	10	10	49
Totale proventi	7.099	7.099	10.564
Svalutazioni e perdite	(1.576)	(998)	(3.882)
	5.523	6.101	6.682

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2014	2015
	Riesposto		
Dividendi			
Eni International BV	6.523	6.523	6.568
Eni Gas & Power NV			2.249
Eni Investments Plc			1.021
Ecofuel SpA	116	116	90
Eni Finance International SA	67	67	77
Snam SpA	43	43	72
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	63	63	68
EniPower SpA			66
Eni Insurance Ltd	10	10	30
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	80	80	29
Galp Energia SGPS SA	22	22	21
Floater SpA			17
Union Fenosa Gas SA	23	23	13
LNG Shipping SpA	6	6	11
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	10	10	8
Tecnomare SpA	4	4	7
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	5	5	4
Eni Fuel Centro Sud SpA			4
Eni Adfin SpA	4	4	2
Altre	16	16	9
	6.992	6.992	10.366
Plusvalenze nette da vendite			
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	19	19	98
Vendita azioni Snam SpA			46
Vendita Società Argentine			5
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Galp Energia SGPS SA	??	??	
Vendita Isontina Reti Gas SpA	1	1	
	97	97	149
Altri proventi			
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile	10	10	49
	10	10	49
Totale proventi	7.099	7.099	10.564



Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
Svalutazioni			
Eni Gas & Power NV			2.249
Eni Petroleum Co Inc			558
Eni Investments Plc			365
Syndial SpA	255	255	284
Raffineria di Gela SpA	107	107	173
Eni Angola SpA			141
Società Adriatica Idrocarburi SpA	278	278	41
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA			40
Eni West Africa SpA	47	47	13
Società Ionica Gas SpA		32	
Eni Mozambico SpA	21	21	4
Eni Adfin SpA	4	4	
Versalis SpA	546		
Altre minori	10	10	7
	1.300	722	3.875
Altri oneri			
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	15	15	7
Oneri da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile	231	231	
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	30	30	
	276	276	7
Totale oneri	1.576	998	3.882

40 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

	2014	2014	2015
		Riesposto	
(€ milioni)			
- IRES			
- IRAP	9		23
Addizionale Legge n.7/09		1	(2)
Totale imposte correnti	824	824	
Imposte differite	834	822	23
Imposte anticipate ^(a)	(47)	(45)	49
Totale imposte differite e anticipate	(286)	(350)	(544)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(333)	(395)	(495)
Imposte correnti relative alla joint operation	501	427	(472)
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	1	1	1
Totale imposte sul reddito joint operation	54	54	(16)
	55	55	(15)
	556	482	(487)

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 20 – Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2015 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2010, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA.

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

[€ milioni]	2014		2015	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.899	27,50%	1.072	4.191
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	(257)	3,90%	(2.060)	4,29%
Aliquota teorica		27,50%		27,50%
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-46,90%			-64,62%
- perdite fiscali società consolidate	-2,78%			0,30%
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni	9,15%			25,46%
- addizionale IRES Legge 7/2009	-21,15%			
- svalutazione anticipate	12,83%			8,14%
- effetto aliquota	-0,98%			9,36%
- effetto eliminazione addizionale all'Ires Robin Tax	9,60%			
- delta aliquota Eni East Africa				0,42%
- altre variazioni	-1,56%			5,06%
Aliquote effettive		-14,29%		11,62%

Questa differenza è dovuta 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.

4 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- 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 in particolare i servizi di comunicazione mobile (€14 milioni in termini di acquisti nel 2015) e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni (importo non significativo nel 2015);
- d) i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2015 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€6 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (ii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).

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



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

Esercizio 2014

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2014						2014			2014		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	27				12.970						23	
Agip Karachaganak BV	22				2.846		2			18	3	
Agip Oil Ecuador BV	1				112						3	
Ecofuel SpA	3	22			15	220						
Eni AEP Ltd					102							
Eni Angola SpA	42				31					71		
Eni Austria GmbH	3				9				109	1		
Eni Ceska Republika Sro					54	26						
Eni Congo SA	54								1	108		
Eni Croatia BV	1						81				2	
Eni Deutschland GmbH	140				1		122			1.751	6	
Eni Engineering Ltd	3	57						86			2	
Eni Finance International SA	2		47	247								
Eni France Sarl	14	14			45	132			18	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	118				1					673	2	
Eni Fuel Nord SpA	119				16					615	2	
Eni Gas & power France SA	198	1			23					633		
Eni Gas & Power GmbH								10		630		
Eni Gas & Power NV	179	44			161	1.372	5		1.296	19		(4)
Eni Insurance Ltd					234		24					
Eni Lasko Ltd					533						9	
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd					138							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	37	36			6	433	1		128	29		
Eni Middle East BV					417							
Eni Norge AS	25	15	1		240	133		2			30	
Eni North Africa BV	12				61	755			69	27	2	
Eni Petroleum Co Inc	9				239			8			13	
Eni Rete oil&nonoil SpA	23	24			5	4	10		528	4	3	
Eni Slovenija Doo	14				4	11			205			
Eni Suisse SA	12	3			39				182	1		
Eni Trading & Shipping Inc					196							
Eni Trading & Shipping SpA	3.341	4.010	389	598	5.957	11.919	138	5	4.159	12	8	(353)
Eni ULX Ltd					134							
Eni UK Ltd	10	82			15		61			15	3	
Eni US Operating Co Inc					741							
Eni West Africa SpA					85						4	
EniPower Mantova SpA	29	35			6	20	114	1	130		15	
EniPower SpA	96	292	6		29	134	448	4	383		56	
EniServizi SpA	23	18			46		128	15	14	16	4	
First Calgary Petroleum LP					1.248							
Floatters SpA		21						50				
LNG Shipping SpA	13	12			2	12	4	111	14			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	78	75			68		15			33		
Raffineria di Gela SpA		75			143	1	140	7	61	12	3	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			110	41	464		7		2			
Saipem Contracting Algerie SpA					110							

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014						2014					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					417							
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU					213							
Saipem Ltd				18	89							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			18	3	82							
Saipem SA			49	114	340			6				
Saipem SpA	19	124	380	167	2.429		224		7	19	1	
Snampoggetti Canada Inc					129							
Snampoggetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					73							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	10	11			9	54						26
Società Ionica Gas SpA	4	33				162						6
Sofresid SA			244	1								
Syndial SpA	27	61			883	2	20	30	6	32	1	
Tecnomare SpA	5	49			9	72	1		4	2		
Tigáz Zrt			6	4	189							27
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	2	306		2		312						59
Versalis SpA	143	44	5	2	1.116	7	20		556	111	5	27
Versalis France Sas					98							
Altre *	268	122	18	2	424	11	101	114	140	331	86	
	5.126	5.586	1.273	1.200	34.006	15.650	1.948	348	12.337	1.122	121	[330]
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	6				6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH												134
Società EniPower Ferrara Srl	19	29				12	110		89	28		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1								157		
Unión Fenosa Gas SA					57		1					
Altre *	62	12			21		89	1	29	10	13	
	102	42			6.200	12	200	1	409	40	13	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	59	14					914		179	127		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	75	123					526	2	59	172	13	
Gruppo Snam	129	541			7	155	1.866	5	233	29		
Terna SpA	3	46				18	148	7	2	31	43	12
Altre imprese a controllo statale *	32	30				41	3	41	2	1		
	298	754			7	749	2.971	74	627	202	44	12
Fondi pensione e fondazioni												
		2						4	20			
	5.526	6.384	1.273	1.200	40.213	16.411	5.123	443	13.373	1.364	178	[318]

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

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

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

Esercizio 2014 Riesposto

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2014 Riesposto				31.12.2014 Riesposto			
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Costi ^[a]		Ricavi ^[b]	
					Garanzie	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	27				12.970			23
Agip Karachaganak BV	22				2.846	2		18 3
Agip Oil Ecuador BV	1				112			3
Ecofuel SpA	3	22			15 220			
Eni AEP Ltd					102			
Eni Angola SpA	42				31			71
Eni Austria GmbH	3				9			109 1
Eni Ceska Republika Sro					54 26			
Eni Congo SA	54							1 108
Eni Croatia BV	1					81		2
Eni Deutschland GmbH	140				1 122			1.751 6
Eni Engineering Ltd	3	57				86		2
Eni Finance International SA	2		47	247				
Eni France Sarl	14	14			45 132			18 1
Eni Fuel Centro-Sud SpA	118				1			673 2
Eni Fuel Nord SpA	119				16			615 2
Eni gas & power France SA	198	1			23			633
Eni Gas & Power GmbH						10		630
Eni Gas & Power NV	179	44			161 1.372	5		1.296 19 (4)
Eni Insurance Ltd					234	24		
Eni Lasmo Ltd					533			9
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd					138			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	37	36			6 433	1		128 29
Eni Middle East BV					417			
Eni Norge AS	25	15	1		240 133		2	30
Eni North Africa BV	12				61 755		69	27 2
Eni Petroleum Co Inc	9				239		8	13
Eni Rete oil&nonoil SpA	23	24			5 4	10		528 4 3
Eni Slovenija Doo	14				4 11			205
Eni Suisse SA	12	3				39		182 1
Eni Trading & Shipping Inc					196			
Eni Trading & Shipping SpA	3.341	4.010			389 598	5.957 11.919	138 5	4.159 12 8 (353)
Eni ULX Ltd						134		
Eni UK Ltd	10	82				15	61	15 3
Eni US Operating Co Inc						741		
Eni West Africa SpA						85		4
EniPower Mantova SpA	29	35				6 20	114 1	130 15
EniPower SpA	96	292	6			29 134	448 4	383 56
EniServizi SpA	23	18				46	128 15	14 16 4
First Calgary Petroleum LP					1.248			
Floatters SpA			21				50	
LNG Shipping SpA	13	12				2 12	4 111	14
Nigerian Agip Oil Co Ltd	78	75				68	15	33
Raffineria di Gela SpA		75				143 1	140 7	61 12 3
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			110 41			464	7	2
Saipem Contracting Algerie SpA						110		
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd						417		
Saipem Ingeniería y Construcciones SLU						213		
Saipem Ltd						18 89		

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014 Riesposto				31.12.2014 Riesposto				Costi ^(a)				Ricavi ^(b)				Derivati		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			18	3	82														
Saipem SA			49	114	340			6											
Saipem SpA	19	124	380	167	2.429			224									7	19	1
Snamprogetti Canada Inc					129														
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					73														
Società Adriatica Idrocarburi SpA	10	11			9	54											26		
Sofresid SA			244	1															
Syndial SpA	27	61			883	2	20	30									32	1	
Tecnomare SpA	5	49			9	73	1										4	2	
Tigàz Zrt			6	4	189												27		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	2	306		2			312										59		
Versalis SpA	143	44	5	2	1.116	7	20									556	111	5	27
Versalis France Sas					98														
Altre *	262	123	18	2	424	11	102	114	112	330	86								
	5.116	5.554	1.273	1.200	34.006	15.488	1.950	348	12.314	1.115	121	(330)							
Imprese collegate e joint venture																			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno		6			6.122														
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH																	134	2	
Società EniPower Ferrara Srl	19	29				12	110										89	28	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1															157		
Unión Fenosa Gas SA					57		1												
Altre *	62	12			21		89	1	29	10	13								
	102	42			6.200	12	200	1	409	40	13								
Imprese controllate dallo Stato																			
Gruppo Enel	59	14				914											179	127	
Gruppo Gestore Servizi Energetici	75	124			580	2	59	172	13										
Gruppo Snam	129	541			7	155	1.867	5	233	29									
Terna SpA	3	46				18	148	7	2	31	43						12		
Altre imprese a controllo statale *	32	30				41	3	41	2	1									
	298	755			7	753	2.972	74	627	202	44	12							
Fondi pensione e fondazioni																			
	5.516	6.353	1.273	1.200	40.213	16.253	5.126	443	13.350	1.357	178	(318)							

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

[b] I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

[*] Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.



Esercizio 2015

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2015				2015			
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Costi ^[a]	Ricavi ^[b]	Derivati	
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	35			14.464			29 4	
Agip Karachaganak BV	18			3.174			19 2	
Agip Oil Ecuador BV	2			121			6	
Ecofuel SpA	3	17		8 208			1 2	
Eni AEP Ltd				112				
Eni Angola SpA	39			3.262			68	
Eni Austria GmbH	3			9			61 1	
Eni Congo SA	53						121	
Eni Deutschland GmbH	70	6		4 93			858 1	
Eni Engineering Ltd	3	24			87		1 2	
Eni Finance International SA	1	1	74	198			1 1	
Eni France Sarl	1			44 151			9 1	
Eni Fuel Centro Sud SpA	111	1		1			558 2 1	
Eni Fuel Nord SpA	109			26			512 2	
Eni gas & power France SA	170			49			812	
Eni Gas & Power NV	167	11		160 29 4			425 1	
Eni Insurance Ltd	6	1		195			24	
Eni International Resources Ltd	7	41			34 60		2 1	
Eni Lasmo Ltd				594			6	
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd				146				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	26	37		6 277 12 7			96 18 1	
Eni México S. de RL de CV				101				
Eni Middle East BV				465				
Eni Mozambique Engineering Ltd	5	18			74		3	
Eni Norge AS	25	9	1 1	226 130 2			26	
Eni North Africa BV	30	(15)		68 556 (2)			45 5	
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl				55				
Eni Petroleum Co Inc	15	2		266			20	
Eni Rete oil&nonoil SpA	27	21		9 2 8			462 4 4	
Eni Slovenija Doo	5			8			86	
Eni Suisse SA	8	1			31		106 1	
Eni Trading & Shipping Inc				112				
Eni Trading & Shipping SpA	1.160	1.846	513 1.502	6.965 7.324 198 11			3.351 6 35 [1.237]	
Eni ULX Ltd				143				
Eni UK Ltd	8	40			16 57		18	
Eni Usa Gas Marketing Llc	1			1.686				
Eni US Operating Co Inc				827			1	
Eni West Africa SpA	1			67			1	
EniPower Mantova SpA	21	14		6 24 99			107 9	
EniPower SpA	72	213	3	24 108 435 5			273 49 1	
EniServizi SpA	25	11		52 4 121 14			14 19 5	
First Calgary Petroleums LP				1.392				
Floater SpA	2	18			1 50		1	
LNG Shipping SpA	4	4		1 12			104 16 1	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	87	85		75			1 29	
Raffineria di Gela SpA	12	35		144 6 22 7			16 11 1	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda	2		16 15	343			5	
Saipem Canada Inc				82				
Saipem Contracting Algerie SpA								

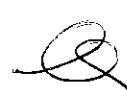
(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015						2015					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati	
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					350							
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU					238							
Saipem Ltd			2	1	55							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			1	1	50							
Saipem SA		2	29	21	239		24					
Saipem SpA	17	103	78	35	1.402		111	1	2	15		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					65							
Syndial SpA	29	91			885		63	25	2	28	3	
Tecnomare SpA	7	31			7		61		5	1		
Tigàz Zrt	1			1	257						2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		246					308			56		
Versalis SpA	121	38	1	1	1.184	7	7		500	103	5	
Versalis France Sas					95							
Altre *	282	108	29	4	397	88	75	36	103	334	88	
	2.791	3.060	747	1.780	40.732	9.050	1.833	321	8.379	1.058	170	(1.230)
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV [Consorzio Eni per l'Alta Velocità] Uno					6.122							
Società EniPower Ferrara Srl	17	13			10	10	100		82	14		
Unión Fenosa Gas SA					57						1	
Altre *	14	15			7	10	66	1	13	2	9	
	31	28			6.196	20	166	1	95	16	10	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	30	59					1.033		195	128		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	43	58					419	5	24	307	43	
Gruppo Snam	141	518			3	137	2.002	3	247	20	1	
Terna SpA	4	24					17	117	14	2	14	28
Altre imprese a controllo statale *	15	29					46	8	26	1	1	
	233	688			3	573	3.203	49	777	206	30	12
Fondi pensione e fondazioni												
		2					4	27				
	3.055	3.778	747	1.780	46.931	9.643	5.206	398	9.251	1.280	210	(1.218)

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

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

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



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

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Slovenija Doo, Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate in Italia (es. Versalis SpA, Eni Trading & Shipping SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power NV) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (es EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare SpA, Eni Engineering Ltd e Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sarl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SA, Eni Angola SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Agip Caspian Sea BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi tecnici e di coordinamento gestionale da Eni UK Ltd fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA;
- il riconoscimento a Syndial SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

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

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

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

- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica e la vendita di prodotti petroliferi ad GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema con Terna SpA sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione del gas dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico;
- la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema con il gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la stipula di contratti derivati su commodity con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

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

Esercizio 2014

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2014						2014	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni	
Imprese controllate								
Banque Eni	235							
Eni Adfin SpA		158						
Eni Finance International SA	2.719	449	21.517	7	34			[453]
Eni Finance Usa Inc			2.652				1	
Eni Hewett Ltd			86				1	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118						2	
Eni Trading & Shipping Inc			68					
Eni Trading & Shipping SpA	2.024	198	1.777	1	16			1
EniPower Mantova SpA	132						2	
EniPower SpA	164	69					1	1
EniServizi SpA	61	13					1	
LNG Shipping SpA		178			1			
Raffineria di Cela SpA	157						1	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	10		3			156
Saipem SA		15	54		2			[54]
Saipem SpA	1.797	18	30		91	309		[5]
Serfactoring SpA	190	11					2	
Società Adriatica Idrocarburi SpA		71						
Società Ionica Gas SpA		178						
Sofresid SA		23					262	
Syndial SpA		2.113	11	7		2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	758	9			11			(12)
Versalis SpA	2.191	24	15		44			(10)
Altre *	223	386	97	1	22			32
	10.769	3.914	26.317	17	236	232		(5)
Imprese collegate e joint venture								
Società EniPower Ferrara Srl	122						2	
Altre *	38	14	18				9	
	160	14	18				11	
Imprese controllate dallo Stato								
Altre imprese a controllo statale *								
	10.929	3.928	26.335	17	247	232		(5)

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

Esercizio 2014 Riesposto

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2014 Riesposto						2014 Riesposto		Proventi (oneri) su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati			
Imprese controllate									
Banque Eni	235								
Eni Adfin SpA		158							
Eni Finance International SA	2.719	449	21.517	7	34	(453)			
Eni Finance Usa Inc			2.652			1			
Eni Hewett Ltd			86			1			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118					2			
Eni Trading & Shipping Inc			68						
Eni Trading & Shipping SpA	2.024	198	1.777	1	16	1			
EniPower Mantova SpA	132					2			
EniPower SpA	164	69				1	1		
EniServizi SpA	61	13				1			
LNG Shipping SpA		178			1				
Raffineria di Gela SpA	157					1			
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	10			3	156		
Saipem SA	15		54			2	(54)		
Saipem SpA	1.797	18	30		91	309	(5)		
Serfactoring SpA	190	11				2			
Società Adriatica Idrocarburi SpA		71							
Sofresid SA		23					262		
Syndial SpA		2.113	11	7	2				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	758	9			11		(12)		
Versalis SpA	2.191	24	15		44		(10)		
Altre *	220	382	97	1	22	32			
	10.766	3.732	26.317	17	236	232	(5)		
Imprese collegate e joint venture									
Società EniPower Ferrara Srl	122						2		
Altre *	38	14	18				9		
	160	14	18				11		
Imprese controllate dallo Stato									
Altre imprese a controllo statale *									
	10.926	3.746	26.335	17	247	232	(5)		

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

Esercizio 2015

[€ milioni]

	31.12.2015				2015		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi (oneri) su partecipazioni	Derivati	partecipazioni
Imprese controllate							
Eni Adfin SpA		179					
Eni Finance International SA	5.955	548	22.016	10	70	(345)	
Eni Finance Usa Inc			3.168		1		
Eni Hewett Ltd			85				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	150				1		
Eni Trading & Shipping Inc			117				
Eni Trading & Shipping SpA	1.554	217	1.291	1	25	4	
EniPower Mantova SpA	92	19			1		
EniPower SpA	109	162			1		
EniServizi SpA	58	10			1		
LNG Shipping SpA		168					
Raffineria di Gela SpA	155				2		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	11		2	124	
Saipem SpA	2.483	2	31		99	256	
Serfactoring SpA	172	22			1		
Società Adriatica Idrocarburi SpA		67					
Sofresid SA					230		
Syndial SpA		2.071	39	1	2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	555	11			6	(7)	
Versalis SpA	1.274	107	18		35	(8)	
Altre *	346	478	164		21	(36)	
	12.903	4.082	26.940	12	268	218	
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl	104	41			2		
Altre *	39	18	12		3		
	143	59	12		5		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale *					1		
					1		
	13.046	4.121	26.952	12	274	218	

[*] Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

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

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 35 – Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

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

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2014 Riesposto			31.12.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	20.831	12.228	58,70	20.832	12.215	58,64	14.561	8.946	61,44
Altre Attività correnti	2.417	1.226	50,72	2.417	1.226	50,72	1.047	565	53,96
Altre Attività finanziarie	3.980	3.924	98,59	3.980	3.924	98,59	6.969	6.918	99,27
Altre Attività non correnti	1.673	115	6,87	1.673	115	6,87	786	261	33,21
Passività finanziarie a breve termine	3.799	3.630	95,55	3.616	3.448	95,35	3.687	3.573	96,91
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.488	1	0,03	3.488	1	0,03	2.514	1	0,04
Debiti commerciali e altri debiti	9.534	6.050	63,46	9.520	6.020	63,24	6.369	3.505	55,03
Altre passività correnti	2.647	1.121	42,35	2.648	1.121	42,33	1.838	1.323	71,98
Passività finanziarie a lungo termine	17.400	297	1,71	17.400	297	1,71	17.959	547	3,05
Altre passività non correnti	1.697	413	24,34	1.698	413	24,32	1.881	730	38,81

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

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2014 Riesposto			31.12.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	42.350	14.737	34,80	42.364	14.707	34,72	33.653	10.532	31,30
Altri ricavi e proventi	359	86	23,96	360	86	23,89	337	123	36,50
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	41.782	21.699	51,93	41.668	21.544	51,70	33.238	15.023	45,20
Altri proventi (oneri) operativi	(79)	(318)	n.s.	(79)	(318)	n.s.	(622)	(1.218)	n.s.
Proventi finanziari	1.426	247	17,32	1.437	247	17,19	2.642	274	10,37
Oneri finanziari	1.919	17	0,89	1.933	16	0,83	2.982	12	0,40
Strumenti finanziari derivati	330	232	n.s.	330	232	n.s.	(94)	(218)	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	5.523	(5)	n.s.	6.101	(5)	n.s.	6.682		n.s.

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

(€ milioni)	2014			2014 Riesposto			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi e proventi	16.351			16.321			11.813		
Costi e oneri	(23.316)			(23.161)			(17.630)		
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(1.965)			(1.966)			2.987		
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	2.222			2.232			(1.976)		
Interessi	161			161			216		
Flusso di cassa netto da attività operativa	(6.547)			(6.413)			(4.590)		
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(183)			(183)			(125)		
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	36			36			(19)		
Variazione crediti finanziari	(1.018)			(1.032)			(3.399)		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.165)			(1.179)			(3.543)		
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	(1.830)			(1.884)			913		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.830)			(1.884)			913		
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(9.542)			(9.476)			(7.220)		

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

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2014 Riesposto			31.12.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	8.861	[6.547]	n.s.	8.946	[6.413]	n.s.	13.347	[4.590]	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	[1.972]	[1.165]	n.s.	[2.009]	[1.179]	n.s.	[10.785]	[3.543]	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	[6.503]	[1.830]	n.s.	[6.557]	[1.884]	n.s.	[2.711]	913	n.s.

42 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e operazioni significative non ricorrenti per l'anno 2015.

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

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

44 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. 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 finanziamenti concessi da Eni SpA per €2.723 milioni.

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





