

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2013									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	88	412	9	5	2	1	85	622
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		7	2		1	5	3	20
	22	88	419	11	5	3	6	88	642
31.12.2014									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	114	98	393	9	1	3	8	70	696
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		1	1			7	3	14
	116	98	394	10	1	3	15	73	710

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

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

	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2013				
Tasso di sconto	(%)	3,0	2,1-13,5	3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0	
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		15-24	24
2014				
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-15,0	2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0	
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,1	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24

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

	Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2013					
Tasso di sconto	(%)	2,9-3,3	2,1-4,4	3,5-13,5	2,5-7,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,1	2,5-4,9	5,0-14,0	5,0-10,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,4	3,5-11,0	3,0-5,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	15	
2014					
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-3,6	3,5-15,0	2,6-13,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,2	2,5-4,6	5,0-14,0	5,0-13,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,0	3,5-11,1	3,0-8,2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	13-15	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elaborazione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è stato determinato considerando le previsioni sul lungo termine emesse dagli istituti bancari nazionali o internazionali.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

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

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2013						
Effetto sull'obbligazione (DB0)						
TFR	(20)	23	15			
Piani esteri a benefici definiti	(79)	80	38	26		28
Fisde e altri piani medici esteri	(8)	9			9	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(3)	3	1			
31.12.2014						
Effetto sull'obbligazione (DB0)						
TFR	(22)	24	16			
Piani esteri a benefici definiti	(83)	88	42	32		48
Fisde e altri piani medici esteri	(10)	11			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(4)	4	3			

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 €119 milioni, di cui €67 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
31.12.2013				
2014	7	36	7	44
2015	6	40	7	46
2016	7	44	7	49
2017	9	41	7	5
2018	12	59	7	3
Oltre	309	395	101	54
31.12.2014				
2015	6	46	7	52
2016	6	42	7	42
2017	9	45	7	48
2018	12	56	7	4
2019	15	50	7	4
Oltre	328	335	138	67

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

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2013					
Duration media ponderata	anni	12,7	18,6	13,1	4,4
2014					
Duration media ponderata	anni	13,3	18,1	14,3	4,6

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 - Rapporti con parti correlate.

31 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.915 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
	6.750	1.309	(769)	918	(361)	7.847

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Passività per imposte differite	10.312	11.762
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.562)	(3.915)
	6.750	7.847
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.658)	(5.231)
Passività per imposte differite nette	2.092	2.616

Le passività nette per imposte differite di €2.616 milioni (€2.092 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (€100 milioni di imposte anticipate); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€36 milioni di imposte anticipate); (iii) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita (€2 milioni di imposte differite).

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Imposte sul reddito differite						
- ammortamenti eccedenti	7.625	339	(214)	725	(155)	8.320
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.295	7	(38)	166	50	1.480
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	387	416	(40)	(30)	80	813
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	111	3	(92)	3	28	53
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	14		(13)	1		2
- altre	880	544	(372)	53	(11)	1.094
	10.312	1.309	(769)	918	(8)	11.762
Imposte sul reddito anticipate - Lordo						
- perdite fiscali portate a nuovo	(2.346)	(687)	141	(104)	74	(2.922)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.896)	(238)	25	(170)	(93)	(2.372)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.692)	(295)	288	(2)	10	(1.691)
- ammortamenti non deducibili	(1.623)	(334)	70	(205)	(11)	(2.103)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.190)	(59)	181	2	4	(1.062)
- utili infragruppo	(468)	15	129	(3)	18	(309)
- altre	(1.575)	(664)	421	(112)	(57)	(1.987)
	(10.790)	(2.262)	1.255	(594)	(55)	(12.446)
Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate	2.570	677	(2)	54	1	3.300
Imposte sul reddito anticipate nette	(8.220)	(1.585)	1.253	(540)	(54)	(9.146)
Passività nette per imposte differite	2.092	(276)	484	378	(62)	2.616

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota del 27,5% per le imprese italiane e a un'aliquota media del 30,7% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €10.294 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €8.875 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a imprese italiane per €6.140 milioni e a imprese estere per €4.154 milioni. Le perdite fiscali, di cui è probabile l'utilizzo, ammontano a €8.305 milioni e sono riferite a imprese italiane per €5.682 milioni e a imprese estere per €2.623 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €1.563 milioni e €804 milioni.

32 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	282	143
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Passività per imposte sul reddito	20	20
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	2	5
Altri debiti	74	104
Altre passività	1.880	2.013
	2.259	2.285

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	53	1.075	130	55	49	608
Outright	36	878				
Interest currency swap	3		74	1	128	
	92	1.953	204	56	177	608
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	40	50	390	28		272
	40	50	390	28		272
Contratti su merci						
Over the counter	23	31	159			
	23	31	159			
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	127			59		
	282	2.034	753	143	177	880

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €143 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €84 milioni (€155 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €59 milioni la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA (al 31 dicembre 2013 la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie di €127 milioni era riferita a Snam SpA per €81 milioni e a Galp Energia SGPS SA per €46 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €1 milione al 31 dicembre 2013 era riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguardava operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 27 – Altre passività correnti e n. 15 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontavano al 31 dicembre 2013 rispettivamente a €1 milione e €24 milioni. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €2.013 milioni (€1.880 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) la quota a lungo termine di €812 milioni (€876 milioni al 31 dicembre 2013) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 27 – Altre passività correnti; (ii) gli anticipi di €281 milioni (€149 milioni al 31 dicembre 2013) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

33 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €456 milioni e €165 milioni riguardano essenzialmente: (i) la cessione del 100% delle società consolidate Eni Česká Republika Sro, Eni Romania Srl ed Eni Slovensko Spol Sro che operano nelle attività di Refining & Marketing rispettivamente nella Repubblica Ceca, in Romania e in Slovacchia e il 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC), società attiva nel settore della raffinazione nella Repubblica Ceca. Le tre società e la partecipazione in CRC sono state classificate nelle attività destinate alla vendita a seguito della stipula nel maggio 2014 di un accordo vincolante di acquisto da parte di operatori petroliferi locali, il cui perfezionamento è soggetto ad alcune condizioni sospensive, tra le quali, l'approvazione da parte delle competenti autorità antitrust europee.

I valori d'iscrizione di tali attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili sono stati allineati al minore tra il valore di libro e il previsto prezzo di cessione e ammontano rispettivamente a €367 milioni (di cui attività correnti €207 milioni) e €165 milioni (di cui passività correnti €148 milioni). Eni rimarrà attiva nei tre Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete; (ii) la cessione del 20% (intera quota posseduta) delle partecipazioni in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA, società attive nella produzione di fertilizzanti in Venezuela. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €69 milioni; (iii) la cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e il 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €10 milioni.

Le principali cessioni avvenute nel corso del 2014 hanno riguardato la partecipazione in Artic Russia BV per un valore di libro di €2.131 milioni.

34 Patrimonio netto**Interessenze di terzi**

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle Interessenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

(€ milioni)	Utile netto		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	31.12.2014
Saipem SpA	(190)	(345)	2.748	2.398
Altre	(11)	(96)	91	57
	(201)	(441)	2.839	2.455

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(154)	(284)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	81	11
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(72)	(122)
Altre riserve	296	207
Riserva per differenze cambio da conversione	(698)	4.020
Azioni proprie	(201)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	44.626	46.067
Acconto sul dividendo	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	5.160	1.291
	58.210	59.754

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2014, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2013).

L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,55 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2014, con data di stacco il 19 maggio 2014 e record date il 21 maggio 2014. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2013 ammonta perciò a €1,10; (ii) la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2013; (iii) l'auto-

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

rizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

Riserva legale

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

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di €6.201 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) comprende il valore di libro delle azioni proprie acquistate di €581 milioni.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati Cash Flow Hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2012	(25)	9	(16)	148	(4)	144	(138)	50	(88)	(15)	55	40
Variazione dell'esercizio 2013	(301)	93	(208)	9		9	55	(38)	17	(237)	55	(182)
Differenze cambio							(2)	1	(1)	(2)	1	(1)
Utilizzo a conto economico	102	(32)	70	(74)	2	(72)				28	(30)	(2)
Riserva al 31 dicembre 2013	(224)	70	(154)	83	(2)	81	(85)	13	(72)	(226)	81	(145)
Variazione dell'esercizio 2014	(69)	12	(57)	7	(1)	6	(68)	19	(49)	(130)	30	(100)
Differenze cambio							(1)		(1)	(1)		(1)
Utilizzo a conto economico	(91)	18	(73)	(77)	1	(76)				(168)	19	(149)
Riserva al 31 dicembre 2014	(384)	100	(284)	13	(2)	11	(154)	32	(122)	(525)	130	(395)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €11 milioni è riferita alla valutazione al fair value di titoli (€5 milioni al 31 dicembre 2013). La riserva al 31 dicembre 2013 relativa alla valutazione al fair value di Galp Energia SGPS SA di €76 milioni è stata utilizzata a conto economico a seguito della cessione dell'8,15% delle azioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Partecipazioni.

La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti negativa per €122 milioni (negativa per €72 milioni al 31 dicembre 2013), al netto dell'effetto fiscale, è riferita per €1 milione (negativa per €1 milione al 31 dicembre 2013) alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve di €207 milioni (€296 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (€157 milioni al 31 dicembre 2013);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tígáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- negative per €2 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negativa per €7 milioni al 31 dicembre 2013);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,97% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

Riserva per differenze cambio

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

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2013) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2013) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di €2.020 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola, deliberato il 17 settembre 2014 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014 con data di stacco cedola fissata al 22 settembre 2014.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2014 comprende riserve distribuibili per circa €49,3 miliardi.

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

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	31.12.2014
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.414	4.455	40.743	40.529
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.519	(3.548)	21.093	22.913
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(499)	(16)	324	383
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(256)	(573)	948	(44)
- eliminazione di utili infragruppo	218	770	(2.366)	(1.604)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(440)	(238)	295	18
- altre rettifiche	3		12	14
	4.959	850	61.049	62.209
Interessenze di terzi	201	441	(2.839)	(2.455)
Come da bilancio consolidato	5.160	1.291	58.210	59.754

35 Altre informazioni**Principali acquisizioni***Acam Clienti SpA*

Nel 2014 è stato acquisito il pacchetto azionario di controllo del 51% di Acam Clienti SpA. La società opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica nella provincia di La Spezia. Eni, dopo l'acquisizione, possiede il 100% del capitale della società. L'allocazione del valore complessivo di €30 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Liverpool Bay Ltd

Nel 2014 è stato acquisito il 100% di Liverpool Bay Ltd che detiene il 46,1% del campo Oil & Gas in produzione Liverpool Bay. L'acquisizione non costituisce una step acquisition perché Eni già precedentemente deteneva una quota del 53,9% del campo Liverpool Bay e con l'acquisizione della società Liverpool Bay Ltd ha raggiunto il 100% di partecipazione nel campo e l'operatorship. L'allocazione del valore complessivo di €21 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

(€ milioni)	Acam Clienti SpA		Liverpool Bay Ltd	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	60	60	36	36
Goodwill	8	32		35
Altre attività non correnti			320	320
Attività acquisite	68	92	356	391
Passività correnti	61	61	34	34
Passività nette per imposte differite			48	48
Fondi per rischi e oneri			288	288
Altre passività non correnti	1	1		
Passività acquisite	62	62	370	370
Valore corrente della quota di partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(3)	(15)		
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	3	15	(14)	21

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2012	2013	2014
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	108	51	96
Attività non correnti	171	39	265
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	46	(12)	(19)
Passività correnti e non correnti	(99)	(36)	(291)
Effetto netto degli investimenti	226	42	51
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(8)	(15)
Totale prezzo di acquisto	226	34	36
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(48)	(9)	
Flusso di cassa degli investimenti	178	25	36
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	2.112	47	5
Attività non correnti	18.740	41	2
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(12.443)	23	
Passività correnti e non correnti	(4.123)	(69)	(2)
Effetto netto dei disinvestimenti	4.286	42	5
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(943)		
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	2.021	3.359	(5)
Interessenze di terzi	(1.840)		
Totale prezzo di vendita	3.524	3.401	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)		
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.521	3.401	

Gli investimenti del 2014 riguardano l'acquisizione del 51% di Acam Clienti SpA e del 100% di Liverpool Bay Ltd.
I disinvestimenti 2014 riguardano la cessione di un ramo d'azienda.

36 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		11.930	11.930		13.214	13.214
Imprese controllate non consolidate		160	160		180	180
Imprese in joint operation consolidate		48	48		14	14
Imprese in joint venture e collegate	6.272	124	6.396	6.272	99	6.371
Altri	2	174	176	2	197	199
	6.274	12.436	18.710	6.274	13.704	19.978

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €13.214 milioni (€11.930 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €9.074 milioni (€7.858 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €5.945 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€4.920 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.567 milioni (€1.387 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) rischi assicurativi per €179 milioni che Eni ha riassicurato (€293 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €13.162 milioni (€11.749 milioni al 31 dicembre 2013).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €180 milioni (€160 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €167 milioni (€147 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €21 milioni (€29 milioni al 31 dicembre 2013).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint operation consolidate di €14 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €5 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2013) relativi al settore Ingegneria & Costruzioni; (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €3 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €14 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €6.371 milioni (€6.396 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €171 milioni (€170 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €21 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €247 milioni (€284 milioni al 31 dicembre 2013).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €199 milioni (€176 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €168 milioni (€147 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €8 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €186 milioni (€162 milioni al 31 dicembre 2013).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Impegni	14.200	15.276
Rischi	377	415
	14.577	15.691

Gli impegni di €15.276 milioni (€14.200 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.112 milioni (€9.804 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale è stimato in €2.431 milioni (€2.228 milioni al 31 dicembre 2013) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indi-

cati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €1.137 milioni (€1.059 milioni al 31 dicembre 2013) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni di acquisto e vendita relativi a strumenti finanziari derivati su valute con fair value pari a zero al 31 dicembre 2014 rispettivamente per €120 milioni e €116 milioni; (v) l'impegno contrattuale residuo assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc del gruppo Sempra per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno e per il trasporto gas alla rete americana fino al 2017. Gli impegni contrattuali stimati in €200 milioni (€942 milioni al 31 dicembre 2013) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". La riduzione degli impegni è conseguente alla revisione degli accordi contrattuali con Cameron LNG Llc che hanno determinato la chiusura anticipata degli impegni Eni dal 2029 al 2017 a seguito dell'ottenimento nel 2014 da parte di Cameron LNG Llc delle autorizzazioni dalle competenti autorità statunitensi per la conversione dell'impianto da unità di rigassificazione a liquefazione e all'esportazione del relativo GNL. Sulla base dei nuovi accordi con Sempra, il fondo rischi stanziato in bilancio a fronte della perdita attesa dall'esecuzione del contratto è stato oggetto di parziale utilizzo per esubero; (vi) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €130 milioni (€138 milioni al 31 dicembre 2013); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €415 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €351 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €64 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2013).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa \$10 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità – TAV SpA (ora RFI – Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (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.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Rischi finanziari

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

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono concentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale, gestita centralmente dalla Direzione Midstream, e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati 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 di mercato - Tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra

indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Inclondono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno).

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole 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, shock 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 di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso dell'esercizio 2014 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) 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).

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

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)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,67	1,49	2,07	2,15	4,42	1,29	2,05	2,49
Tasso di cambio ^(a)	0,37	0,07	0,14	0,24	0,23	0,03	0,09	0,12

[a] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA ed Eni Finance USA Inc.

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

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	108,13	36,59	59,92	66,44	44,20	4,02	21,46	4,02
Trading ^(b)	7,50	1,36	4,11	2,93	5,57	0,46	3,04	0,87

[a] Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione MidStream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione MidStream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

[b] L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

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

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,12	0,02	0,10	0,11	0,28	0,09	0,14	0,26

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

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

Rischio di liquidità

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

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

simo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage), (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale, (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. 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 2014 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2014, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.698 milioni, di cui €41 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed non utilizzate, pari a €6.598 milioni, di cui €647 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano pressoché tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

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

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.737	3.700	3.211	2.937	1.392	9.781	22.758
Passività finanziarie a breve termine	2.553						2.553
Passività per strumenti derivati	995	243	1	5		34	1.278
	5.285	3.943	3.212	2.942	1.392	9.815	26.589
Interessi su debiti finanziari	818	710	650	557	429	1.695	4.859
Garanzie finanziarie	172						172

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.533	3.226	3.217	1.462	2.795	8.709	22.942
Passività finanziarie a breve termine	2.716						2.716
Passività per strumenti derivati	4.111	101	17		25		4.254
	10.360	3.327	3.234	1.462	2.820	8.709	29.912
Interessi su debiti finanziari	792	702	609	478	413	1.781	4.775
Garanzie finanziarie	173						173

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2014	2015-2018	Oltre	
31.12.2013				
Debiti commerciali	15.584			15.584
Altri debiti e anticipi	8.117	18	56	8.191
	23.701	18	56	23.775

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2015	2016-2019	Oltre	
31.12.2014				
Debiti commerciali	15.015			15.015
Altri debiti e anticipi	8.688	82	22	8.792
	23.703	82	22	23.807

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	606	468	398	314	242	957	2.985
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	217	191	194	326	264	15.378	16.570
Costi relativi a fondi ambientali^(c)	300	283	234	298	177	373	1.665
Impegni di acquisto^(d)	19.317	16.346	15.622	15.201	14.645	142.795	223.926
- Gas							
Take-or-pay	16.479	14.725	14.034	14.078	13.616	132.866	210.798
Ship-or-pay	1.771	1.212	1.184	934	843	3.618	9.562
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	123	118	106	98	97	423	965
- Altri impegni di acquisto ^(e)	944	291	298	91	89	888	2.601
Altri Impegni	3	3	3	3	2	116	130
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	2	116	130
	20.443	17.291	16.451	16.142	15.330	159.619	245.276

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

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

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 (€1.109 milioni) a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili.

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

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.317 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €47,8 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Impegni per investimenti committed	10.376	8.188	5.039	3.103	5.420	32.126

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

	2013			2014		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	5.004	4		5.024	24	
- Strumenti derivati non di copertura ^(b)	(21)	(180)		192	421	
- Strumenti derivati di trading ^(b)	(61)	(8)		(481)	27	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	80	1		76	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	235	7	(1)	257	7	7
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti ^(c)	2.770	456	(64)	1.744	(60)	(77)
- Partecipazioni non correnti destinate alla vendita ^(c)	2.131	1.702				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	28.727	(277)		27.573	(116)	
- Crediti finanziari ^(a)	1.791	1		2.763	108	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	23.775	28		23.807	(188)	
- Debiti finanziari ^(a)	25.560	(844)		25.891	(1.201)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(f)	(202)	(501)	(198)	(470)	(497)	(167)

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

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €286 milioni di proventi (oneri per €96 milioni nel 2013) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €162 milioni di proventi (oneri per €92 milioni nel 2013).

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €60 milioni di oneri (proventi per €2.158 milioni nel 2013).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €464 milioni di oneri (oneri per €311 milioni nel 2013) [svalutazioni al netto degli utilizzi] e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €348 milioni di proventi (proventi per €34 milioni nel 2013) [differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato].

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

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €356 milioni di oneri (oneri per €526 milioni nel 2013) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €141 milioni di oneri (proventi per €25 milioni nel 2013) [componente time value].

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

Di seguito sono riportate le informazioni relative alle attività e passività finanziarie compensate.

	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
(€ milioni)			
31.12.2013			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	30.285	1.395	28.890
Altre attività correnti	1.620	295	1.325
Altre attività non correnti	3.711	35	3.676
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	25.096	1.395	23.701
Altre passività correnti	1.741	304	1.437
Altre passività non correnti	2.285	26	2.259
31.12.2014			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.667	1.066	28.601
Altre attività correnti	7.639	3.254	4.385
Altre attività non correnti	3.329	556	2.773
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.769	1.066	23.703
Altre passività correnti	7.926	3.437	4.489
Altre passività non correnti	2.658	373	2.285