Dati ambientali, sociali e di governance

	2016	2015	2016-2015	
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	45,6	45,5	0,1	0,2%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva ($g\ CO_2/kWh_{eq}$) (1)	395	409	(14)	-3,4%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) (2)	40,0	39,7	0,3	0,7%
Emissioni specifiche SO_2 (g/kWh) (1)	0,82	1,07	(0,2)	-23,4%
Emissioni specifiche No_x (g/kWh) (1)	0,75	0,78	(0,03)	-3,8%
Emissioni specifiche polveri (g/kWh) (1)	0,22	0,26	(0,04)	-15,4%
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	97,9	97,6	0,3	0,3%
Indice di frequenza infortuni Enel (3)	1,26	1,27	(0,01)	-0,8%
Indice di gravità infortuni Enel (4)	0,051	0,047	0,004	8,5%
Infortuni gravi e mortali Enel (n.)	6	7	(1)	-14,3%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici (n.)	12	33	(21)	-63,6%
Violazioni accertate del Codice Etico (n.) (5)	18	34	(16)	-47,1%

(1) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica semplice e combinata di energia elettrica e calore, rapportate al totale delle produzione rinnovabile, nucleare, termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore (compreso il contributo del calore in MWh equivalenti).

(2) Le percentuali sono state calcolate secondo la nuova metodologia che non considera il parco termoelettrico e gli impianti O&G italiani a eccezione di Mercure, poiché in fase di dismissione/marginali. Il contributo del parco termoelettrico O&G non è stato incluso nel Net Heat Value a causa del basso numero di ore di funzionamento e della produzione netta (meno dell'1% del flusso italiano con una capacità installata netta di circa 2,7 GW). La centrale del Mercure è stata inclusa, anche se classificata come unità O&G, per l'utilizzo della biomassa come combustibile principale ed è una base load unit. Non rientra nel calcolo la componente calore del parco cogenerativo russo. Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.

(3) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero totale degli infortuni e le ore lavorate espresse in milioni (standard INAIL).

(4) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero di giorni di assenza per infortuni e le ore lavorate espresse in migliaia (standard INAIL).

(5) Nel corso del 2016 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2015, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2015 è stato riclassificato da 32 a 34. Le violazioni 2016 riguardano le segnalazioni ricevute e accertate nel corso dell'anno.

La generazione da fonti a emissioni zero è pari nel 2016 a circa il 46% della generazione totale. In linea con l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, è stata installata nuova capacità da fonti rinnovabili pari a circa 2 GW e si è registrata una riduzione di circa il 3% delle emissioni specifiche di CO_2.
La riduzione è dovuta al minor utilizzo nella generazione di energia termoelettrica degli impianti a carbone.
Il rendimento medio del parco termoelettrico è rimasto pressoché stabile rispetto al 2015.
Nel 2016 si è registrato un generale abbassamento del valore delle emissioni specifiche in atmosfera: quelle relative alla anidride solforosa sono diminuite di circa il 23%, le emissioni specifiche relative agli ossidi di azoto di circa il 4% e alle polveri di circa il 15% rispetto al 2015. Tali valori sono in linea con gli obiettivi fissati dal Gruppo al 2020.
Il Gruppo Enel ha, inoltre, un sistema di gestione ambientale che copre quasi il 100% delle attività (impianti di produzione, reti, servizi, immobili, vendita ecc). Tutto il perimetro risulta essere certificato salvo considerare i tempi necessari per l'inclusione di nuovi impianti e installazioni di nuova acquisizione e realizzazione.

Gli indici di frequenza e di gravità per infortuni dei dipendenti del Gruppo Enel si sono attestati rispettivamente a 1,26 (1,27 nel 2015) e circa 0,05, costante rispetto al 2015.
Nel 2016 si sono verificati 6 infortuni gravi che hanno interessato il personale Enel, nessuno mortale, e 12 infortuni gravi, dei quali 5 mortali, che hanno coinvolto il personale delle imprese appaltatrici (in totale 21 eventi in meno rispetto al 2015).
Le segnalazioni al Codice Etico sono state pari a 85 nel corso dell'ultimo anno. A valle delle analisi condotte nel 2016, 18 sono state classificate come violazioni.

935

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e della Capogruppo analizzandone la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e da Enel SpA e contenuti rispettivamente nel Bilancio consolidato e nel Bilancio di esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e del Bilancio di esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e della Capogruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.
In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015 CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi Orientamenti, che aggiornano la precedente raccomandazione CESR (CESR/05-178b), sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.
Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è calcolato depurando dal "margine operativo lordo" tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio plusvalenze e minusvalenze), a eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il nuovo modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di "Build, Sell and Operate", nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un'attività di natura ordinaria per il Gruppo.

Risultato operativo ordinario: è determinato eliminando dal "risultato operativo" gli effetti delle operazioni straordinarie commentate relativamente al margine operativo lordo, nonché gli impairment significativi rilevati sugli asset a esito degli impairment test o della classificazione tra le "attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il "risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al "risultato netto del Gruppo" al netto degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e sulle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel "risultato operativo ordinario".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
> delle "Attività per imposte anticipate";
> dei "Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)", degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico", e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
> dei "Finanziamenti a lungo termine";
> del "Benefici ai dipendenti";
> dei "Fondi rischi e oneri (quota non corrente)";
> delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:
> della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine",

dei "Crediti per factoring", dei "Titoli detenuti fino alla scadenza", dei "Cash collateral"; degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
> delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
> dei "Fondi rischi e oneri (quota corrente)";
> degli "Altri debiti finanziari" inclusi nelle "Altre passività correnti".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei "Fondi rischi e oneri", delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:
> dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e tenendo conto dei "Debiti finanziari a breve" inclusi nelle "Altre passività correnti";
> al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Cash collateral"; degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
> al netto dei "Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)", dei "Titoli disponibili per la vendita" degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico", dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti".

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 5 del Bilancio consolidato.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Totale ricavi	70.592	75.658	(5.066)	-6,7%
Totale costi	55.183	60.529	(5.346)	-8,8%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(133)	168	(301)	-
Margine operativo lordo	**15.276**	**15.297**	**(21)**	**-0,1%**
Ammortamenti e impairment	6.355	7.612	(1.257)	-16,5%
Risultato operativo	**8.921**	**7.685**	**1.236**	**16,1%**
Proventi finanziari	4.173	4.018	155	3,9%
Oneri finanziari	7.160	6.474	686	10,6%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(2.987)**	**(2.456)**	**(531)**	**-21,6%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**(154)**	**52**	**(206)**	**-**
Risultato prima delle imposte	**5.780**	**5.281**	**499**	**9,4%**
Imposte	1.993	1.909	84	4,4%
Risultato delle continuing operations	**3.787**	**3.372**	**415**	**12%**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**3.787**	**3.372**	**415**	**12%**
Quota di interessenza del Gruppo	2.570	2.196	374	17%
Quota di interessenza di terzi	1.217	1.176	41	3%

Ricavi

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Vendita energia elettrica	42.337	46.638	(4.301)	-9,2%
Trasporto energia elettrica	9.587	9.911	(324)	-3,3%
Corrispettivi da gestori di rete	557	826	(269)	-32,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.462	1.152	310	26,9%
Vendita gas	3.876	4.045	(169)	-4,2%
Trasporto gas	563	509	54	10,6%
Plusvalenze da alienazione e negative goodwill su acquisizione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	399	313	86	27,5%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	99	80	19	23,8%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	65	52	13	25,0%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	11.647	12.132	(485)	-4,0%
Totale	**70.592**	**75.658**	**(5.066)**	**-6,7%**

Nel 2016 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 42.337 milioni di euro, con un decremento di 4.301 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-9,2%). Tale decremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.367 milioni di euro, prevalentemente connessa al calo dei ricavi sulle Borse nazionali dell'energia elettrica (1.143 milioni di euro), sostanzialmente a seguito di minori quantità vendute a prezzi medi decrescenti, alle minori vendite per contratti bilaterali (684 milioni di euro), nonché all'effetto del deconsolidamento, a partire da luglio 2016, di Slovenské elektrárne (577 milioni di euro);

> decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 893 milioni di euro, essenzialmente connesso al decremento delle vendite sui mercati maturi, italiano e spagnolo, prevalentemente a seguito del calo dei prezzi medi unitari. In particolare:

- i ricavi conseguiti sul mercato della "*Tarifa de Último*

Recurso" si decrementano di 472 milioni di euro rispetto al 2015;
- il deconsolidamento di Slovenské elektrárne genera un effetto negativo di 293 milioni di euro;
- i ricavi da vendita sul mercato libero si riducono di 136 milioni di euro, con un decremento sostanzialmente riferibile all'Italia;

> diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.062 milioni di euro, conseguente all'effetto combinato della riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi medi.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** nel 2016 ammontano a 9.587 milioni di euro, con un decremento di 324 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia dove gli effetti dei maggiori volumi sono più che compensati dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) n. 654/2015 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023"). Inoltre, tale variazione risente anche dell'ulteriore effetto negativo derivante dall'iscrizione di maggiori ricavi di competenza nel 2015 derivanti dalla modifica del lag regolatorio normato con la delibera AEEGSI n. 654/2015.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel 2016, a 1.462 milioni di euro e si incrementano di 310 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, i maggiori contributi sono principalmente dovuti ai maggiori incentivi ricevuti come "feed-in premium" (ex certificati verdi) dalle società di generazione da fonte rinnovabile in Italia, a seguito della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012.

I ricavi per **vendita di gas** nel 2016 sono pari a 3.876 milioni di euro, con un decremento di 169 milioni di euro (-4,2%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente dei minori ricavi nell'Area Iberia, determinati, in particolare, dai prezzi medi unitari più bassi rispetto a quelli applicati nel 2015.

I ricavi per **trasporto di gas** nel 2016 sono pari a 563 milioni di euro, con un incremento di 54 milioni di euro (+10,6%) soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettoriate in Italia.

La voce relativa alle **plusvalenze e al negative goodwill** ammonta nel 2016 a 399 milioni di euro, con un incremento di 86 milioni di euro (+27,5%) rispetto al 2015. Il dato nel 2016 include infatti le seguenti principali operazioni:

> la plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%) per 173 milioni di euro;

> la plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel;

> la plusvalenza di 35 milioni di euro conseguita da Enel Green Power Kansas per la cessione delle proprie controllate Cimarron e Lindahl;

> il riconoscimento di un aggiustamento prezzo relativo alla cessione degli asset portoghesi ceduti nel 2015 per 30 milioni di euro.

Nel corso del 2015 il conto accoglieva principalmente:

> la plusvalenza pari a circa 141 milioni di euro derivante dalla vendita della società SE Hydropower;

> la plusvalenza di circa 15 milioni di euro a seguito della vendita della società SF Energy;

> il negative goodwill per 76 milioni di euro relativo all'acquisizione del controllo di 3Sun.

I **proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nel 2016 ammontano a 99 milioni di euro (80 milioni di euro nel 2015). In particolare, i proventi relativi al 2016 si riferiscono per 95 milioni di euro all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della modifica dell'assetto di governance e la conseguente perdita del controllo di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP") che ha comportato una rimisurazione al fair value per la parte della propria interessenza nella società ceduta. I proventi relativi all'esercizio 2015 si riferivano all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di 3Sun (40 milioni di euro) e di ENEOP (29 milioni di euro).

Le **plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali** nel 2016 sono pari a 65 milioni di euro (52 milioni di euro nel 2015) e sono prevalentemente riferibili alle dismissioni ordinarie del periodo.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2016 a 11.647 milioni di euro (12.132 milioni di euro nell'esercizio precedente), con un decremento di 485 milioni di euro rispetto al 2015 (-4,0%).
La variazione è dovuta principalmente:

> al riconoscimento nel 2015 di alcune partite regolatorie (per 354 milioni di euro) in Argentina introdotte con la *Resolución* n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi in base a un quadro teorico e al Mecanismo de Monitoreo de Costos;

> ai minori proventi su certificati ambientali (tra contributi ricevuti e ricavi da vendita degli stessi) per 121 milioni di euro, a seguito del mutare della normativa di riferimento e delle quantità intermediate.

Costi

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Acquisto di energia elettrica	18.514	22.218	(3.704)	-16,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.738	5.570	(832)	-14,9%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	9.061	10.087	(1.026)	-10,2%
Materiali	1.708	1.078	630	58,4%
Costo del personale	4.637	5.313	(676)	-12,7%
Servizi e godimento beni di terzi	15.411	15.148	263	1,7%
Altri costi operativi	2.783	2.654	129	4,9%
Costi capitalizzati	(1.669)	(1.539)	(130)	-8,4%
Totale	**55.183**	**60.529**	**(5.346)**	**-8,8%**

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nel 2016 di 3.704 milioni di euro rispetto al 2015, con una riduzione del 16,7%. Tale decremento è da ascriversi alla riduzione dei prezzi medi di approvvigionamento associata anche a minori volumi acquistati. Nel dettaglio, nei due esercizi a confronto si sono registrati minori acquisti effettuati tramite contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri, in particolare in Italia e Spagna (-756 milioni di euro rispetto al 2015), minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (-416 milioni di euro) e minori acquisti di altre tipologie in prevalenza sul mercato nazionale per circa 2.353 milioni di euro, oltre alla riduzione di 313 milioni di euro legata al deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al 2016 sono pari a 4.738 milioni di euro, registrando un decremento di 832 milioni di euro (-14,9%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. Il decremento risente della riduzione dei prezzi medi unitari dei combustibili e della minore produzione di energia da fonte convenzionale rispetto al 2015.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 9.061 milioni di euro del 2016, con un decremento di 1.026 milioni di euro rispetto al 2015. La variazione riflette il calo dei prezzi medi delle commodity, il decremento degli acquisti di gas destinati ai consumatori finali nonché gli effetti benefici delle price review chiuse (333 milioni di euro); tali effetti sono stati solo in parte bilanciati da un aumento degli acquisti di gas legati alle attività di trading.

I costi per **materiali** ammontano nel 2016 a 1.708 milioni di euro, con un incremento di 630 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente ai maggiori approvvigionamenti di quote CO_2 e certificati ambientali in genere sul mercato, mentre nello scorso esercizio erano in misura ben più rilevante gli acquisti interni al Gruppo.

Il **costo del personale** è pari nel 2016 a 4.637 milioni di euro, con un decremento di 676 milioni di euro (-12,7%) rispetto al 2015. La variazione trova sostanzialmente riscontro:

> nei minori costi sostenuti per incentivi all'esodo per 1.373 milioni di euro, principalmente relativi agli accordi siglati nel 2015 per le uscite incentivate sottoscritti in Italia, in accordo con l'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 1.128 milioni di euro), parzialmente compensati dai maggiori costi (159 milioni di euro) per l'introduzione di meccanismi di esodo incentivato nei due esercizi in Spagna (*Plan de Salida*);

> nel rilascio effettuato, nel 2015 per 902 milioni di euro, del fondo sconto energia relativo agli ex dipendenti italiani in virtù della revoca unilaterale del beneficio effettuata;

> nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti e tuttora in fase di attuazione;

> nella diminuzione dei costi dovuti al deconsolidamento di Slovenské elektrárne (52 milioni di euro).

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016 è pari a 62.080 dipendenti, di cui 30.124 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del 2016 si decrementa di 5.834 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.554 unità), dovuto alle già citate politiche di incentivo all'esodo (le cessazioni sono localizzate per circa il 44% in Italia), e delle variazioni di perimetro (-4.280 unità) sostanzialmente riconducibili al deconsolidamento delle società slovacche.
La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2015 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2015	**67.914**
Assunzioni	3.360
Cessazioni	(4.914)
Variazioni di perimetro	(4.280)
Consistenza al 31 dicembre 2016	**62.080**

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del 2016 ammontano a 15.411 milioni di euro, con un incremento di 263 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015. L'andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettoriamenti passivi (330 milioni di euro), solo in parte riassorbiti dai minori oneri di accesso alla rete.

Gli **altri costi operativi** nel 2016 ammontano a 2.783 milioni di euro, con un incremento di 129 milioni di euro rispetto al 2015 che risente essenzialmente di alcuni partite non ricorrenti particolarmente rilevanti, tra cui si segnalano:

> il rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro, effettuato nel 2015 a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto;

> l'accantonamento per 327 milioni di euro, effettuato nel 2015 a titolo di compensazione per la revoca unilaterale, agli ex dipendenti italiani, del beneficio dello sconto energia a partire dal 31 dicembre 2015, successivamente rilasciato nel 2016 per 56 milioni di euro a seguito delle mancate adesioni entro il termine ultimo del 31 dicembre 2016;

> le minusvalenze rilevate nel 2016 in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per diversi progetti di sviluppo, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socioeconomico. In particolare, si tratta dei progetti Puelo, Futaleufú, Bardón, Chillán 1 e 2, e Huechún in Cile (per 166 milioni di euro) e Curibamba e Marañon in Perù (per 30 milioni di euro);

> il rilascio effettuato nel 2016 per 28 milioni di euro relativamente agli obblighi per la realizzazione e lo sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos che erano stati accantonati nel 2015 per pari importo;

> il rilascio del fondo contenzioso precedentemente accantonato relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale chiuso nel 2016.

Al netto di tali partite, gli altri costi operativi evidenziano un calo di 98 milioni di euro, sostanzialmente da riferire:

> ai minori oneri per imposte e tasse per 211 milioni di euro, essenzialmente per:
  - minori imposte sulla generazione in Spagna riferibili alla legge n. 15/2012 per 76 milioni di euro in correlazione al calo delle quantità prodotte;
  - l'eliminazione per incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna per 89 milioni di euro;
  - la riduzione di imposte di natura ambientale per minori imposte locali sugli immobili anche a seguito di alcune modifiche normative circa la tassazione degli impianti industriali in Italia (pari a circa 60 milioni di euro);

> ai maggiori oneri per compliance ambientali per complessivi 129 milioni di euro.

Nel 2016 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.669 milioni di euro, con un incremento di 130 milioni rispetto all'esercizio precedente, in corrispondenza dei maggiori investimenti effettuati.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono negativi per 133 milioni di euro nel 2016 (positivi per 168 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al 2016 sono riconducibili ai proventi netti da valutazione per 74 milioni di euro (oneri netti per 302 milioni di euro nel 2015) e agli oneri netti realizzati per 207 milioni di euro (proventi netti per 304 milioni di euro nel 2015).

Gli **ammortamenti e impairment** del 2016 sono pari a 6.355 milioni di euro, registrando un decremento di 1.257 milioni di euro, quasi interamente ascrivibile agli impairment. In particolare, nel 2015 gli impairment hanno principalmente riguardato le CGU Enel Russia (899 milioni di euro), Enel Green Power Romania (155 milioni di euro), gli

asset di esplorazione dell'upstream gas (per 159 milioni di euro) e Slovenské elektrárne (574 milioni di euro), quest'ultima per riallinearne il valore degli attivi netti al presumibile valore di realizzo. La stessa voce nel 2016 include invece l'adeguamento di valore di alcuni diritti d'acqua su progetti sui fiumi cileni Neltume e Choshuenco per i quali si intravedono difficoltà di tipo procedurale (273 milioni di euro), nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (130 milioni di euro) e Nuove Energie (92 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del 2016 ammonta a 8.921 milioni di euro, con un incremento di 1.236 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** pari a 2.987 milioni di euro subiscono, nel 2016, un incremento di 531 milioni di euro, da riferire prevalentemente:

> a maggiori oneri netti su strumenti finanziari derivati (a copertura sia dei tassi sia dei cambi) per 1.871 milioni di euro;

> all'incremento degli altri oneri finanziari netti per 397 milioni di euro, da riferire prevalentemente:

- all'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding (negativo per 220 milioni di euro) in virtù dell'aggiornamento della formula di prezzo inclusa negli accordi con EPH e del modificarsi di alcune variabili di scenario che hanno impattato negativamente su tale valore;
- alle partite regolatorie positive rilevate in Argentina nel 2015 a seguito delle Risoluzioni n. 476/15 e 1208/15 per complessivi 86 milioni di euro;

> a maggiori oneri per interessi passivi da attualizzazione dei fondi rischi (tra cui quelli per esodi incentivati) e dei benefici ai dipendenti per 54 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'attualizzazione delle multe ENRE sulla qualità del servizio in Argentina per 61 milioni di euro.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati da:

> maggiori proventi netti su cambi a seguito dell'oscillazione dei tassi di cambio per 1.684 milioni di euro;

> minori interessi netti sull'indebitamento per 110 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del minor indebitamento finanziario lordo, associato a un calo dei tassi di interesse.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** del 2016 è negativa per 154 milioni di euro, mentre nel 2015 evidenziava un risultato positivo di 52 milioni di euro. La variazione, pari a 206 milioni di euro, è da riferire sostanzialmente all'adeguamento di valore rilevato sulla partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (219 milioni di euro) rilevato a seguito delle sopracitate modifiche intervenute in alcuni parametri di riferimento inclusi negli accordi con EPH.

Le **imposte** del 2016 ammontano a 1.993 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 34,5%, mentre le imposte del 2015 erano pari a 1.909 milioni di euro con un'incidenza del 36,1%. Il maggiore ammontare delle imposte del 2016 rispetto all'esercizio precedente, pari a 84 milioni di euro, oltreché risentire del maggior risultato *ante* imposte, risente essenzialmente:

> del maggior carico fiscale rilevato nel 2016 a seguito dell'adeguamento della fiscalità differita per 60 milioni di euro dovuto alla modifica delle aliquote di imposta sul reddito in Perù da un'aliquota discendente (27% per il biennio 2017-2018 e 26% a seguire) a una fissa pari al 29,5%;

> del rilevamento nel 2015 dell'adeguamento negativo delle attività nette per imposte anticipate per 197 milioni di euro per effetto della Legge di Stabilità che ha ridotto l'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;

> del diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquote fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016, le plusvalenze su Hydro Dolomiti Enel e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power Holding; nel 2015, la plusvalenza da cessione di SE Hydropower e la rimisurazione al fair value e il negative goodwill di 3Sun).

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	92.318	88.686	3.632	4,1%
- avviamento	13.556	13.824	(268)	-1,9%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.558	607	951	-
- altre attività/(passività) non correnti nette	(802)	1.092	(1.894)	-
Totale attività immobilizzate nette	**106.630**	**104.209**	**2.421**	**2,3%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.506	12.797	709	5,5%
- rimanenze	2.564	2.904	(340)	-11,7%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.592)	(4.114)	522	-12,7%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.201)	(5.518)	317	-5,7%
- debiti commerciali	(12.688)	(11.775)	(913)	-7,8%
Totale capitale circolante netto	**(5.411)**	**(5.706)**	**295**	**5,2%**
Capitale investito lordo	**101.219**	**98.503**	**2.716**	**2,8%**
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.585)	(2.284)	(301)	-13,2%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.517)	(8.413)	(104)	-1,2%
Totale fondi diversi	**(11.102)**	**(10.697)**	**(405)**	**-3,8%**
Attività nette possedute per la vendita	**11**	**1.490**	**(1.479)**	**-99,3%**
Capitale investito netto	**90.128**	**89.296**	**832**	**0,9%**
Patrimonio netto complessivo	**52.575**	**51.751**	**824**	**1,6%**
Indebitamento finanziario netto	**37.553**	**37.545**	**8**	**-**

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2016 a 92.318 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 3.632 milioni di euro. Tale incremento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (8.552 milioni di euro) e dall'effetto positivo delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera per 2.735 milioni di euro, queste ultime particolarmente significative relativamente al dollaro statunitense, al peso colombiano e al rublo russo. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dagli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio per 5.359 milioni di euro e dalla variazione nel perimetro di consolidato (negativa per 2.268 milioni di euro). Quest'ultima si riferisce sostanzialmente alle cessioni effettuate nel mese di dicembre negli Stati Uniti a seguito degli accordi di joint venture con General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron e Lindahl).

L'*avviamento*, pari a 13.556 milioni di euro, presenta un decremento di 268 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione dell'esercizio è dovuta sostanzialmente alla riduzione del goodwill (per 237 milioni di euro) rilevato sulla CGU Romania a seguito della definizione del lodo arbitrale relativo alla put option sul 13,6% delle azioni di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia e del contestuale venir meno del tag along right esistente su un'ulteriore quota del 10%, nonché all'impairment rilevato sul goodwill di Nuove Energie per 26 milioni di euro.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.558 milioni di euro, in incremento di 951 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Tale incremento risente principalmente delle variazioni di perimetro relative alle quote residue, a valle delle rispettive cessioni, in OpEn Fiber (residua dopo la cessione del 50% a Cassa Depositi e Prestiti avvenuta a fine dicembre 2016), Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP", veicolo nella quale sono confluiti gli impianti operanti negli Stati Uniti per i quali è stato raggiunto un accordo di partnership con General Electric) e Slovak Power Holding (dove è confluita la partecipazione del 66% di Slovenské elektrárne e che poi è stata ceduta per il 50% a fine luglio 2016).
Tali effetti sono parzialmente compensati dai dividendi pa-

gati, al netto delle quote rilevate a Conto economico per la quota di risultanza di pertinenza del Gruppo.

Il saldo negativo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 31 dicembre 2016 è pari a 802 milioni di euro, con un decremento di 1.894 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 (che evidenziava un valore con saldo positivo per 1.092 milioni di euro). Tale variazione è imputabile principalmente:

> al decremento, pari a 1.749 milioni di euro, delle attività nette relative a derivati di cash flow hedge (in particolare relative a coperture sul rischio cambio);

> al rimborso (per 229 milioni di euro comprensivo della quota capitale e interesse) del credito relativo alle annualità 2004-2010 emerso in seguito alla presentazione delle istanze di rimborso per le maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES;

> all'aumento delle altre passività non correnti principalmente a seguito dell'aumento di alcune passività di natura regolatoria in Argentina e Brasile per complessivi 113 milioni di euro, nonché della riclassifica dal fondo incentivo all'esodo delle competenze da erogare ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 87 milioni di euro al netto dei pagamenti effettuati);

> all'incremento pari a 390 milioni di euro delle attività finanziarie da accordi per servizi in concessione, da correlare in parte alla variazione dei tassi di cambio, in parte agli investimenti riconosciuti nell'esercizio.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 5.411 milioni di euro al 31 dicembre 2016, con un decremento di 295 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

> incremento dei *crediti commerciali*, pari a 709 milioni di euro, principalmente concentrato in Italia per la modifica dei termini di pagamento applicati alle fatture per il servizio di trasporto dell'energia elettrica in seguito all'entrata in vigore a partire del 1° gennaio 2016 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI n. 268/2015 (c.d. "Codice di Rete");

> decremento delle *rimanenze*, pari a 340 milioni di euro, quasi interamente attribuibile ai certificati ambientali;

> incremento dei *crediti netti verso operatori istituzionali di mercato*, pari a 522 milioni di euro, principalmente in Italia, a seguito della delibera AEEGSI n. 268/2015 (c.d. "Codice di Rete") che prevede una differente metodologia nella determinazione delle componenti tariffarie A e UC. A tale effetto si aggiunge il decremento dei crediti netti relativi ai premi per la continuità del servizio;

> decremento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 317 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- incremento dei crediti netti per imposte sul reddito per 243 milioni di euro, pur in presenza di imposte pagate nel corso dell'esercizio per 1.935 milioni di euro;
- incremento delle altre passività correnti nette per 1.186 milioni di euro, principalmente relative ai maggiori debiti per dividendi da erogare, pari a 1.070 milioni di euro. La variazione è prevalentemente giustificata dalla reintroduzione del pagamento di un acconto sul dividendo di Enel SpA pari a 0,09 euro per azione, in pagamento dal 25 gennaio 2017, per complessivi 915 milioni di euro, e dai maggiori debiti per penalità da riconoscere ai clienti. Tale effetto è parzialmente compensato dalla riduzione dei debiti per acquisto partecipazioni che risente della sopracitata definizione del lodo arbitrale relativo alla put option sul 13,6% delle azioni di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia e del contestuale venir meno del tag along right esistente su un'ulteriore quota del 10% (per complessivi 377 milioni di euro);
- maggiori attività finanziarie correnti nette per 1.142 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'incremento del fair value attivo degli strumenti derivati, prevalentemente di copertura cash flow hedge su cambi e prezzi commodity;
- incremento degli altri debiti tributari netti diversi dalle imposte sul reddito per 122 milioni di euro, riferibili essenzialmente alle imposte erariali e addizionali sui consumi di energia elettrica e di gas metano;

> incremento dei *debiti commerciali*, pari a 913 milioni di euro, sostanzialmente relativo alla variazione dei tassi di cambio cui si associa, in Italia, l'effetto della dilazione riconosciuta per il versamento di alcune componenti tariffarie relative alla distribuzione di energia elettrica.

I **fondi diversi**, pari a 11.102 milioni di euro, registrano un incremento di 405 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre ai seguenti fattori:

> incremento dei benefici relativi al personale per 300 milioni di euro, principalmente per effetto della riduzione dei tassi di attualizzazione, nonché dell'andamento dei tassi di cambio;

> riduzione dei fondi rischi e oneri per 431 milioni di euro; tale variazione è prevalentemente imputabile agli utilizzi del fondo oneri per incentivi all'esodo (principalmente in Italia e Spagna) per 310 milioni di euro cui si associa il

rilascio del fondo accantonato al fondo contenzioso relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro;

> aumento della passività per imposte differite nette per 511 milioni di euro, relativa principalmente alle differenze cambio sulle passività fiscali differite nette riferite alle società aventi valuta diversa dall'euro e all'adeguamento della fiscalità differita in Perù a seguito della riforma fiscale effettuata che ha alzato le aliquote fiscali.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 11 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (1.490 milioni di euro al 31 dicembre 2015), includono partite minori mentre al 31 dicembre 2015 includevano principalmente le attività e passività di Slovenské elektrárne e Hydro Dolomiti Enel.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2016 è pari a 90.128 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.575 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.553 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2016, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,71 (0,73 al 31 dicembre 2015).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	7.446	6.863	583	8,5%
- obbligazioni	32.401	35.987	(3.586)	-10,0%
- debiti verso altri finanziatori	1.489	2.022	(533)	-26,4%
Indebitamento a lungo termine	*41.336*	*44.872*	*(3.536)*	*-7,9%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.621)	(2.335)	(286)	12,2%
Indebitamento netto a lungo temine	**38.715**	**42.537**	**(3.822)**	**-9,0%**
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	749	844	(95)	-11,3%
- altri finanziamenti a breve verso banche	909	180	729	-
Indebitamento bancario a breve termine	*1.658*	*1.024*	*634*	*61,9%*
Obbligazioni (quota a breve)	3.446	4.570	(1.124)	-24,6%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	189	319	(130)	-40,8%
Commercial paper	3.059	213	2.846	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.286	1.698	(412)	-24,3%
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	414	64	350	-
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*8.394*	*6.864*	*1.530*	*22,3%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(767)	(769)	2	0,3%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(128)	(147)	19	12,9%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.082)	(1.020)	(62)	-6,1%
Altri crediti finanziari a breve termine	(911)	(304)	(607)	-
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.326)	(10.640)	2.314	21,7%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(11.214)*	*(12.880)*	*1.666*	*12,9%*
Indebitamento netto a breve termine	**(1.162)**	**(4.992)**	**3.830**	**76,7%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**37.553**	**37.545**	**8**	**-**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**-**	**841**	**(841)**	

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

L'indebitamento finanziario netto è pari a 37.553 milioni di euro al 31 dicembre 2016, con un incremento di 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un decremento di 3.822 milioni di euro, per l'effetto congiunto dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine per 286 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo per 3.536 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

> i finanziamenti bancari, pari a 7.446 milioni di euro, registrano un incremento di 583 milioni di euro dovuto principalmente al tiraggio di finanziamenti bancari da parte delle società latino-americane e di Enel Russia, e di finanziamenti BEI da parte di alcune società italiane, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi;

> le obbligazioni, pari a 32.401 milioni di euro, presentano un decremento di 3.586 milioni di euro rispetto alla fine del 2015, dovuto principalmente:

- al riacquisto da parte di Enel SpA di obbligazioni proprie per un importo complessivo di 750 milioni di euro, operazione effettuata nel più ampio contesto del programma di liability management avviato;
- alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA a tasso fisso per un ammontare residuo di 909 milioni di euro in scadenza nel mese di giugno 2017, un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International pari a 637 milioni di euro in scadenza nel mese di luglio 2017, un prestito obbligazionario a tasso fisso in dollari statunitensi emesso da Enel Finance International per un controvalore pari a 1.423 milioni di euro in scadenza nel mese di settembre 2017 e prestiti obbligazionari locali emessi da società latino-americane per un controvalore di 378 milioni di euro;
- all'offerta di scambio non vincolante promossa da Enel Finance International nel mese di maggio 2016 con la quale si è effettuato il riacquisto di obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.074 milioni di euro e contestualmente l'emissione di un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.257 milioni di euro, in scadenza nel mese di giugno 2026;
- a nuove emissioni effettuate nel corso del 2016 da società latino-americane, tra le quali si segnala il prestito obbligazionario a tasso fisso in dollari statunitensi emesso da Enel Américas, per un controvalore al 31 dicembre 2016 di 569 milioni di euro, in scadenza nel mese di ottobre 2026;
- a differenze di cambio positive intercorse durante l'esercizio per circa 307 milioni di euro riferite ai prestiti obbligazionari (incluse le quote correnti).

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 1.162 milioni di euro al 31 dicembre 2016, che quindi si riduce di 3.830 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, quale risultante dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine e dei debiti bancari a breve termine, rispettivamente per 1.530 milioni di euro e 634 milioni di euro, e del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.666 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.394 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper, in capo a Enel Finance International e International Endesa BV per complessivi 3.059 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 3.446 milioni di euro.

Si evidenzia, infine, che la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity risulta pari a 1.082 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 1.286 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 11.214 milioni di euro, con un decremento di 1.666 milioni di euro rispetto a fine 2015, dovuto principalmente al decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.314 milioni di euro, il cui effetto è parzialmente compensato dall'incremento degli altri crediti finanziari a breve termine per 607 milioni di euro e dall'incremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 62 milioni di euro.

Tra le principali operazioni effettuate nel 2016 si segnalano:

> la stipula, in data 15 luglio 2016, di una linea di credito di 500 milioni di euro con durata quadriennale, tra Enel SpA e UniCredit SpA, utilizzata al 31 dicembre 2016 per 50 milioni di euro;

> l'emissione, in data 25 ottobre 2016, da parte di Enel Américas di un prestito obbligazionario con durata decennale a tasso fisso in dollari statunitensi, per un controvalore al 31 dicembre 2016 di 588 milioni di euro;

> i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:

- 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel SpA nel 2010, scaduto nel mese di febbraio 2016;

- 2.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2010, scaduto nel mese di febbraio 2016;
- 1.080 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International nel 2009, scaduto nel mese di settembre 2016.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]	**10.790**	**13.255**	**(2.465)**
Cash flow da attività operativa	9.847	9.572	275
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(8.087)	(6.421)	(1.666)
Cash flow da attività di finanziamento	(4.474)	(5.382)	908
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	250	(234)	484
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]	**8.326**	**10.790**	**(2.464)**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 1° gennaio 2016 (140 milioni di euro al 1° gennaio 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (27 milioni di euro al 1° gennaio 2015).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (10.639 milioni di euro al 31 dicembre 2015), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (1 milione di euro al 31 dicembre 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 31 dicembre 2015.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2016 è positivo per 9.847 milioni di euro, in crescita di 275 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente in conseguenza dell'ottimizzazione del capitale circolante netto che ha più che compensato i maggiori utilizzi dei fondi e le maggiori imposte pagate.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nell'esercizio 2016 ha assorbito liquidità per 8.087 milioni di euro, mentre nel 2015 ne aveva assorbita per 6.421 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 8.842 milioni di euro nel 2016, si incrementano di 1.080 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati all'estero e nelle tecnologie rinnovabili.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 382 milioni di euro nell'esercizio 2016 e si riferiscono principalmente agli aumenti di capitale effettuati in OpEn Fiber (già Enel OpEn Fiber) che hanno permesso di raggiungere una quota del 50% della società, nonché ad alcune operazioni minori (Eléctrica del Ebro ed Energía Limpia de Amistad).

Nel 2016 le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 1.032 milioni di euro e si riferiscono:

> alla cessione delle società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, per 313 milioni di euro;

> alla cessione, a dicembre 2016, dei parchi eolici Cimarron e Lindahl a EGPNA Renewable Energy Partners (per 216 milioni di euro), veicolo nella quale sono confluiti (e confluiranno in futuro) gli impianti operanti negli Stati Uniti per i quali è stato raggiunto un accordo di partnership con General Electric;

> alla cessione di GNL Quintero, società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%, per 177 milioni di euro;

> alla vendita del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne, per 139 milioni di euro;

> alla cessione a maggio 2016 del 65% di Drift Sand Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti, per un corrispettivo pari a 98 milioni di euro;

> alla vendita di Marcinelle Energie, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio, per un corrispettivo totale di 36 milioni di euro;

> nonché all'aggiustamento prezzo di alcune cessioni realizzate negli esercizi precedenti per 60 milioni di euro.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 4.474 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2015 ne aveva assorbita per 5.382 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2016 è sostanzialmente relativo alla ri-

duzione dell'indebitamento finanziario netto per 1.710 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.507 milioni di euro, di cui 1.627 milioni di euro erogati agli azionisti di Enel SpA. A tali effetti si aggiungono le maggiori uscite relative a operazioni su non controlling interest per 257 milioni di euro. In dettaglio, questi ultimi includono sostanzialmente:

> gli esborsi derivanti dalla fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas per 329 milioni di euro, di cui 141 milioni di euro relativi all'offerta pubblica di acquisto lanciata da Enersis Américas sul flottante di Endesa Américas e 188 milioni di euro a talune imposte dovute a seguito dell'operazione, prevalentemente versate a favore del fisco peruviano;

> l'incasso per la cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo di alcune società operanti nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti (Chisholm View Wind Project e Aurora Distributed Solar) per 132 milioni di euro.

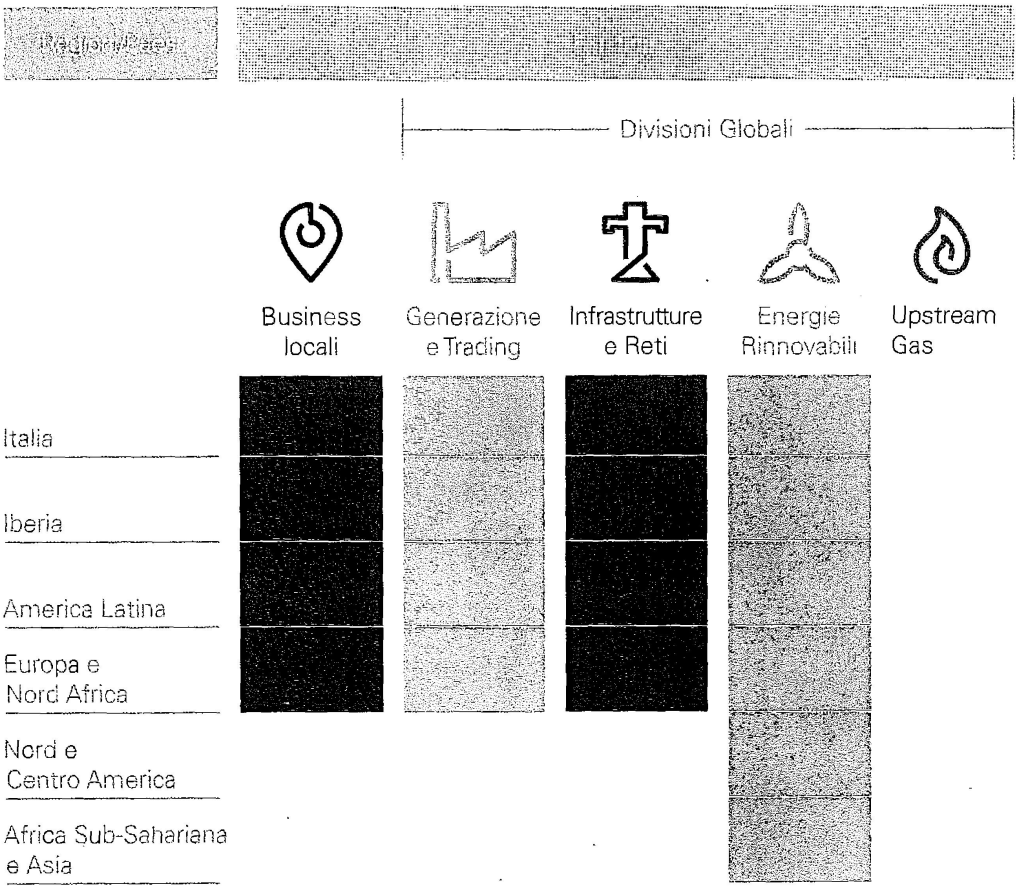
Nel 2016, pertanto, il cash flow generato dall'attività operativa per 9.847 milioni di euro ha solo in parte coperto il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 4.474 milioni di euro e da attività di investimento pari a 8.087 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2016 risultano pari a 8.326 milioni di euro a fronte di 10.790 milioni di euro di fine 2015. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 250 milioni di euro.

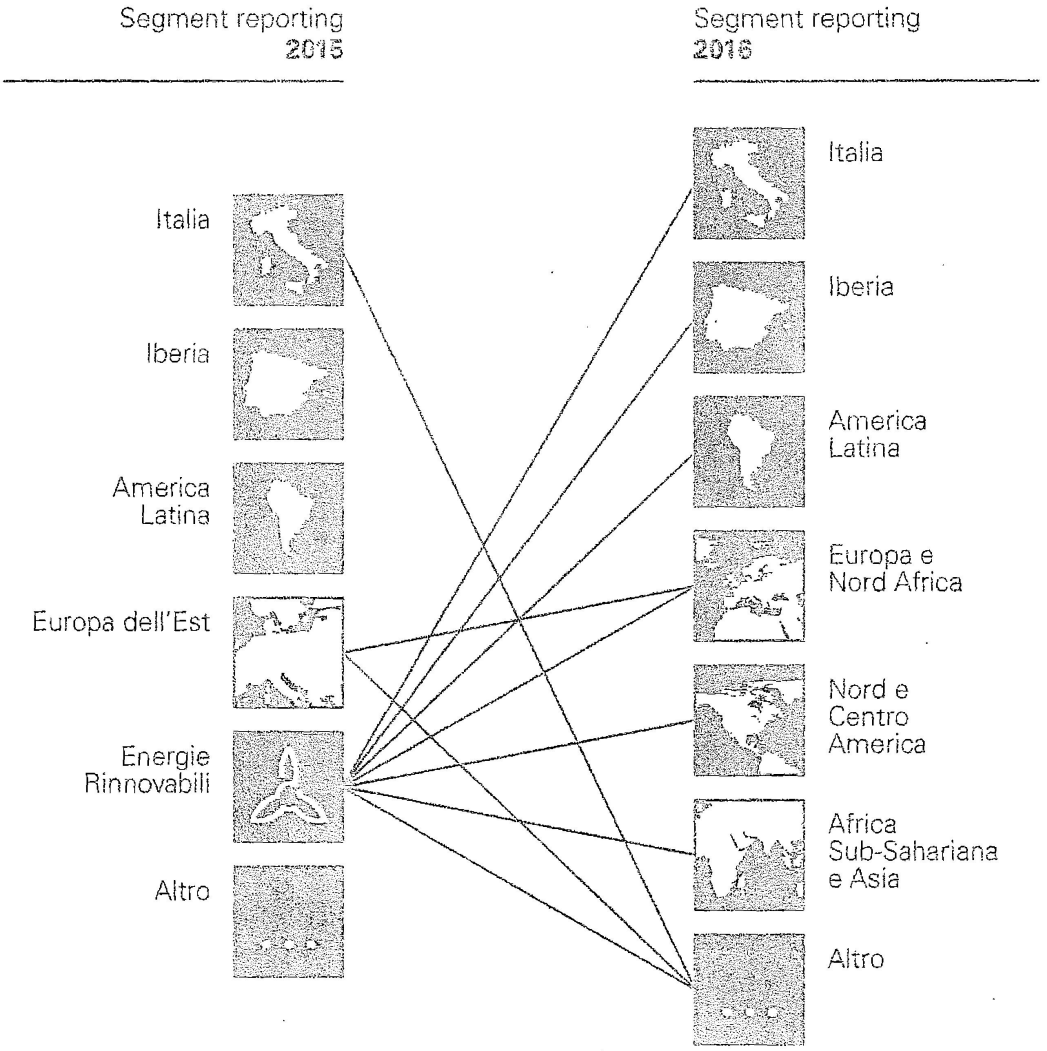
Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato descritto in precedenza.

In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 30 settembre 2016. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nella presente Relazione finanziaria annuale sono costruiti identificando come "reporting segment primario" la vista per Regioni e Paesi. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre a includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA e della Divisione Upstream Gas.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Il nuovo modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura "a matrice" articolata in Divisioni prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle varie Divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. "Large Hydro") che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Retail, Servizi e Holding.

Il nuovo modello organizzativo ha comportato, quindi, per la Relazione finanziaria annuale 2016, una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 - Settori operativi", di cui alla successiva Nota 6, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente rideterminati, con riferimento al 2015, per assicurarne la piena confrontabilità.