

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2017



Indice

La nostra missione.....	3
Premessa.....	6
Sintesi dei risultati.....	9
Risultati per area di attività.....	23
> Italia.....	28
> Iberia.....	35
> America Latina.....	40
> Europa e Nord Africa.....	46
> Nord e Centro America.....	52
> Africa Sub-Sahariana e Asia.....	56
> Altro, elisioni e rettifiche.....	60
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo.....	62
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo.....	63
Fatti di rilievo del terzo trimestre 2017.....	67
Scenario di riferimento.....	72
Prevedibile evoluzione della gestione.....	82
Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2017.....	83
Conto economico consolidato sintetico.....	84
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo.....	85
Situazione patrimoniale consolidata sintetica.....	86
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato.....	87
Rendiconto finanziario consolidato sintetico.....	88
Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2017.....	89
Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del decreto legislativo 58/1998.....	120

MISSIONE 2025

APRIAMO L'ACCESSO ALL'ENERGIA A PIÙ PERSONE.

Useremo e amplieremo le nostre dimensioni, per raggiungere e connettere più persone ad un'energia sicura e sostenibile, in particolare in Sud America e Africa.

APRIAMO IL MONDO DELL'ENERGIA ALLE NUOVE TECNOLOGIE.

Guideremo lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie per generare e distribuire l'energia in modo più sostenibile, in particolare attraverso le fonti rinnovabili e le smart grid.

CI APRIAMO A NUOVI MODI DI GESTIRE L'ENERGIA PER LA GENTE.

Svilupperemo nuovi modi che rispondano ai reali bisogni delle persone, per aiutarli ad usare e gestire l'energia in modo più efficiente, in particolare attraverso contatori smart e digitalizzazione.

CI APRIAMO A NUOVI USI DELL'ENERGIA.

Svilupperemo nuovi servizi che usino l'energia per rispondere a sfide mondiali con particolare focus sulla connettività e sulla mobilità elettrica.

CI APRIAMO A NUOVE PARTNERSHIP.

Ci uniremo ad una rete di collaboratori nella ricerca, nella tecnologia, nello sviluppo dei nuovi prodotti e nel marketing, per sviluppare nuove soluzioni, insieme.



Modello organizzativo di Enel

In data 8 aprile 2016, il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, anche al fine di avviare il processo di integrazione di Enel Green Power. In particolare, fra le principali novità introdotte dalla nuova struttura organizzativa si segnalano:

- > il riassetto delle geografie di presenza del Gruppo, con la valorizzazione di Paesi che rappresentano le nuove opportunità di business nel mondo e che sono Paesi in cui la presenza del Gruppo Enel si è finora concretizzata per il tramite di Enel Green Power. Si passa quindi da una matrice con 4 aree geografiche a una con 6. Si confermano la Country "Italia" e le aree geografiche di "Iberia" e "America Latina", mentre l'area di Europa dell'Est si estende diventando "Europa e Nord Africa". Entrano inoltre due nuove aree geografiche: "Nord e Centro America" e "Africa Sub-Sahariana e Asia". Le 6 geografie continueranno ad avere il ruolo di presidio e integrazione dei business a livello locale, favorendo lo sviluppo di tutti i segmenti della catena del valore. A livello geografico, nei Paesi di compresenza del business sia convenzionale sia rinnovabile, verrà inoltre unificata la figura del Country Manager;
- > la convergenza dell'intera filiera idroelettrica nell'ambito della linea di business delle energie rinnovabili;
- > la gestione integrata del dispacciamento della flotta di generazione, rinnovabile e termica, da parte dell'Energy Management di Country, nell'ambito delle linee guida stabilite dalla Divisione Global Trading.

In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola, come la precedente, in una matrice che considera:

- > *Linee di Business Globali* (Generazione Termoelettrica Globale e Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo. Il 12 settembre 2016, a seguito della positiva esperienza in Italia di Enel Open Fiber, Enel ha creato una nuova unità di business a livello globale, nell'ambito della Global Business Line Infrastrutture e Reti, con il compito di gestire questa nuova dimensione strategica del Gruppo sia in Italia sia nel resto del mondo. La nuova unità di business "Global Fiber Optic Infrastructures" avrà la missione di definire strategie e realizzare modelli di business per lo sviluppo di infrastrutture in fibra ottica da parte del Gruppo a livello globale;
- > *Geografie* (Italia, Iberia, America Latina, Europa e Nord Africa, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

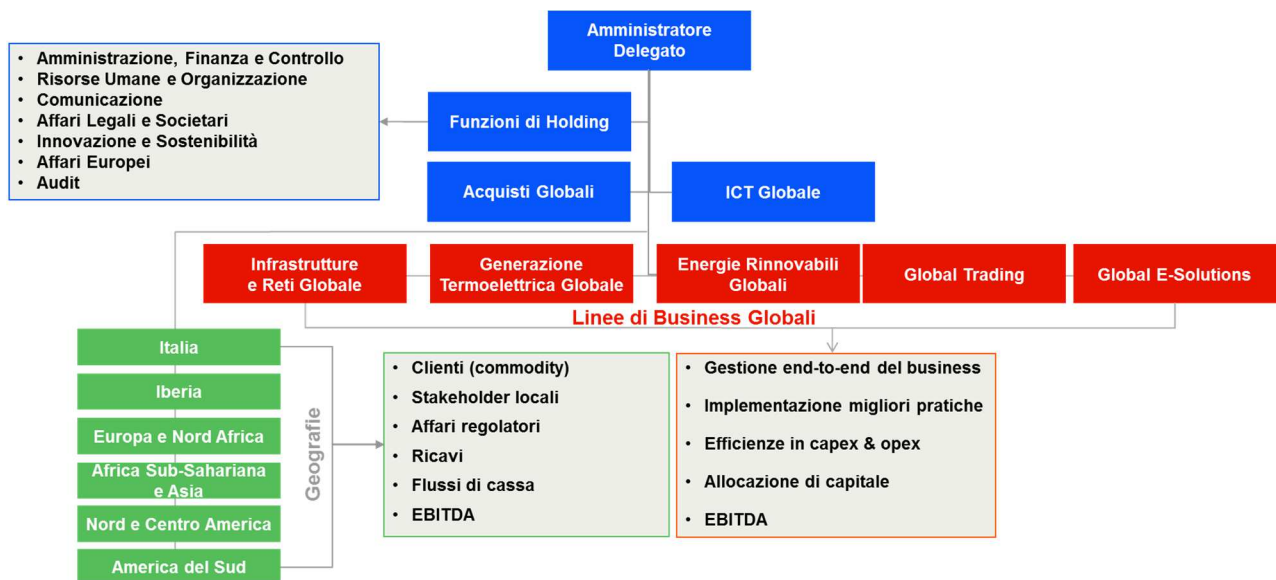
- > *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- > *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Affari Europei, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

La nuova struttura organizzativa ha modificato la struttura del reporting, l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo e, coerentemente, **la rappresentazione dei risultati consolidati già a partire dal 30 settembre 2016.**

Come preannunciato già nel corso del Capital Markets Day a novembre 2016, il 28 aprile 2017 è stata introdotta una nuova Global Business Line, denominata “E-Solutions” al fine di favorire l’attenzione al cliente e la digitalizzazione quali acceleratori di valore all’interno del Piano Strategico 2017-2019. La nuova business line infatti si occuperà di soluzioni digitali avanzate quali soluzioni per l’efficienza energetica, “segnalazioni intelligenti”, fibra ottica, illuminazione; prodotti mini-grid, generazione distribuita, servizi domanda-risposta, veicoli elettrici, strutture di ricarica, mobilità integrata; applicazioni smart, servizi per la casa e la famiglia, servizi finanziari.

Dall’ideazione allo sviluppo tecnologico, dalle prove di collaudo al marketing passando per le vendite e le attività post-vendita, la Global E-Solutions gestirà un portfolio trasversale per l’intero ciclo di vita, assicurando, attraverso tutte le leve e le best practice disponibili, uno scouting mirato a trovare nuove tecnologie e sviluppare modelli di business così come nuovi flussi di entrate in modo tale da poter raggiungere nuovi territori.

Nei prossimi mesi la nuova organizzazione verrà progressivamente implementata nelle Country del Gruppo, e conseguentemente verrà adeguata anche la reportistica per segmento operativo.



Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2017 è stato redatto nel rispetto delle disposizioni dell'art. 154 *ter*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58. e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS* e *International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Si segnala che l'art. 154 *ter*, comma 5, del Testo Unico della Finanza, così come recentemente modificato dal decreto legislativo n. 25/2016, non richiede più agli emittenti la pubblicazione di un resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio.

Tale norma demanda ora alla CONSOB la facoltà di imporre agli emittenti stessi, all'esito di un'apposita analisi di impatto e mediante proprio regolamento, l'obbligo di pubblicare informazioni finanziarie periodiche aggiuntive rispetto alla relazione finanziaria annuale e alla relazione finanziaria semestrale. In considerazione di quanto precede, in attesa di un'eventuale modifica del quadro regolamentare da parte della CONSOB, e intenzione di Enel continuare a pubblicare su base volontaria il resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre di ciascun esercizio, al fine di soddisfare le aspettative degli investitori e in linea con le consolidate best practice dei principali mercati finanziari, e tenuto conto altresì degli obblighi di reportistica su base trimestrale di alcune rilevanti società controllate quotate. Per una trattazione più completa dei principi contabili e dei criteri di valutazione applicati si rinvia alla successiva Nota 1 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato.

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato, che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e 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 dall'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 es., 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.

Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

3° trimestre		Milioni di euro	Primi nove mesi	
2017	2016		2017	2016
17.873	17.309	Ricavi	54.188	51.459
3.772	3.957	Margine operativo lordo	11.450	12.010
3.774	3.967	Margine operativo lordo ordinario	11.306	11.896
2.363	2.479	Risultato operativo	7.217	7.689
2.365	2.541	Risultato operativo ordinario	7.073	7.666
1.170	1.282	Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.663	3.874
774	923	Risultato netto del Gruppo	2.621	2.757
774	958	Risultato netto del Gruppo ordinario	2.583	2.700
		Risultato netto del Gruppo per n. medio di azioni del periodo (euro)	0,26	0,29
		Capitale investito netto	90.554	90.128 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	37.941	37.553 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	52.613	52.575 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,47	3,42 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	7.161	6.766
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽²⁾	5.520	5.216

(1) Dati al 31 dicembre 2016.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2017 non include 27 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (288 milioni di euro al 30 settembre 2016).

I ricavi dei primi nove mesi del 2017 sono pari a 54.188 milioni di euro con un incremento di 2.729 milioni di euro (+5,3%) rispetto ai primi nove mesi del 2016. L'incremento, favorito anche dall'effetto della variazione dei tassi di cambio (pari a 444 milioni di euro e particolarmente concentrato in America Latina), è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da vendita di energia ai clienti finali, per trasporto di energia elettrica, da maggiori attività di trading di energia elettrica nonché dalla vendita di combustibili.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati da minori vendite all'ingrosso e dall'effetto netto delle variazioni di consolidamento per 421 milioni di euro, riferibili agli effetti della cessione di Slovenské elektrárne AS ("Slovenské elektrárne"), pari a 1.236 milioni di euro, e del deconsolidamento di EGPNA REP pari a 235 milioni di euro, al netto degli effetti dell'acquisizione delle società di distribuzione brasiliana Celg Distribuição SA ("CELG-D"), pari a 963 milioni di euro e di EnerNOC per 87 milioni di euro.

Si segnala, infine, che i ricavi dei primi nove mesi del 2017 includono la plusvalenza relativa alla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas per 144 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2016 includevano principalmente le plusvalenze di 124 milioni di euro e di 171 milioni di euro rispettivamente per la cessione di Hydro Dolomiti Enel Srl e per la cessione di GNL Quintero SA.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Italia	27.780	26.335	1.445	5,5%
Iberia	14.701	14.048	653	4,6%
America Latina	9.830	7.923	1.907	24,1%
Europa e Nord Africa	1.750	3.075	(1.325)	-43,1%
Nord e Centro America	608	672	(64)	-9,5%
Africa Sub-Sahariana e Asia	72	18	54	-
Altro, elisioni e rettifiche	(553)	(612)	59	9,6%
Totale	54.188	51.459	2.729	5,3%

Il **marginale operativo lordo**, pari a 11.450 milioni di euro, evidenzia un decremento di 560 milioni di euro (-4,7%) rispetto ai primi nove mesi del 2016 pur in presenza di un effetto positivo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 147 milioni di euro. La variazione è prevalentemente ascrivibile al calo dei margini in Iberia principalmente per gli effetti della siccità sul margine da generazione e sui costi di approvvigionamento delle commodity. Tale fattore è stato parzialmente compensato:

- > dall'effetto positivo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 147 milioni di euro;
- > dai buoni risultati registrati in Italia, soprattutto sul mercato retail.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Italia	5.238	5.445	(207)	-3,8%
Iberia	2.543	2.970	(427)	-14,4%
America Latina	3.117	2.612	505	19,3%
Europa e Nord Africa	409	609	(200)	-32,8%
Nord e Centro America	326	470	(144)	-30,6%
Africa Sub-Sahariana e Asia	47	7	40	-
Altro	(230)	(103)	(127)	-
Totale	11.450	12.010	(560)	-4,7%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 11.306 a milioni di euro, con un decremento di 590 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016 (-5,0%). Le partite straordinarie dei primi nove mesi del 2017, non contenute nel margine operativo lordo ordinario riguardano:

- > nei primi nove mesi del 2017, la plusvalenza relativa alla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas per 144 milioni di euro;
- > nei primi nove mesi del 2016, le plusvalenze derivanti dalla cessione di GNL Quintero e di Hydro Dolomiti Enel rispettivamente di 171 milioni di euro e di 124 milioni di euro e le minusvalenze rilevate per la definitiva rinuncia allo sviluppo di alcuni progetti idroelettrici in Cile e Perù (pari a circa 181 milioni di euro).

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Italia	5.238	5.321	(83)	-1,6%
Iberia	2.543	2.970	(427)	-14,4%
America Latina	2.973	2.622	351	13,4%
Europa e Nord Africa	409	609	(200)	-32,8%
Nord e Centro America	326	470	(144)	-30,6%
Africa Sub-Sahariana e Asia	47	7	40	-
Altro	(230)	(103)	(127)	-
Totale	11.306	11.896	(590)	-5,0%

Il **risultato operativo** ammonta a 7.217 milioni di euro, con un decremento di 472 milioni di euro (-6,1%) rispetto all'analogo periodo del 2016. La riduzione negli ammortamenti e impairment è influenzata, tra gli altri, dall'effetto degli impairment sugli asset classificati come posseduti per la vendita per 111 milioni di euro, principalmente riferibili ad adeguamenti (effettuati nei primi nove mesi del 2016) al presumibile valore degli asset in fase di sviluppo nell'Upstream Gas in Algeria (licenza Isarene) e degli asset di Marcinelle Energie, rispettivamente per 39 milioni di euro e per 52 milioni di euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Italia	3.555	3.824	(269)	-7,0%
Iberia	1.316	1.630	(314)	-19,3%
America Latina	2.138	1.839	299	16,3%
Europa e Nord Africa	253	326	(73)	-22,4%
Nord e Centro America	181	259	(78)	-30,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	15	(5)	20	-
Altro	(241)	(184)	(57)	-31,0%
Totale	7.217	7.689	(472)	-6,1%

Il **risultato operativo ordinario**, che oltre a non includere le partite escluse dal margine operativo lordo ordinario non considera gli effetti dei sopraccitati impairment, ammonta a 7.073 milioni di euro, con un decremento di 593 milioni di euro (-7,7%) rispetto all'analogo periodo del 2016.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Italia	3.555	3.700	(145)	-3,9%
Iberia	1.316	1.630	(314)	-19,3%
America Latina	1.994	1.849	145	7,8%
Europa e Nord Africa	253	378	(125)	-33,1%
Nord e Centro America	181	259	(78)	-30,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	15	(5)	20	-
Altro	(241)	(145)	(96)	66,2%
Totale	7.073	7.666	(593)	-7,7%

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2017 ammonta a 2.621 milioni di euro rispetto ai 2.757 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-5%). Il citato decremento dell'EBIT è stato in parte compensato:

- > dal miglioramento dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, anche a seguito delle operazioni di "Build, Sell and Operate" (BSO) effettuate in Nord America nell'ultimo trimestre 2016;
- > dal **minor carico fiscale** rispetto ai primi nove mesi del 2016, dovuto prevalentemente alla riduzione di aliquota fiscale in Italia parzialmente compensata dall'incremento delle aliquote fiscali in Cile, da cui consegue un minor onere fiscale tenuto conto, anche, del minor risultato *ante* imposte;
- > dai **minori oneri finanziari netti**, solo parzialmente compensati dagli oneri legati al rimborso anticipato da parte di Enel Finance International NV di prestiti obbligazionari sulla base della cosiddetta "make whole call option".

Inoltre, il risultato netto del gruppo beneficia delle minori interessenze di terzi, anche in conseguenza dell'integrazione di Enel Green Power.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** dei primi nove mesi del 2017 ammonta a 2.583 milioni di euro (2.700 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016), in calo di 117 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	Primi nove mesi
	2017
Risultato netto del Gruppo	2.621
Plusvalenza per cessione Electrogas	(38)
Risultato netto del Gruppo ordinario	2.583

Milioni di euro	Primi nove mesi
	2016
Risultato netto del Gruppo	2.757
Plusvalenza per cessione Hydro Dolomiti Enel	(122)
Minusvalenze per abbandono progetti idroelettrici in Cile e Perù	50
Plusvalenza per cessione GNL Quintero	(49)
Impairment per adeguamento al presumibile valore di realizzo di Marcinelle Energie	34
Impairment per adeguamento al presumibile valore di realizzo delle attività relative all'Upstream Gas	30
Risultato netto del Gruppo ordinario	2.700

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita (principalmente riferite ad alcuni progetti eolici messicani e greci per i quali si sono verificati i requisiti per la classificazione secondo l'IFRS 5) pari a 216 milioni di euro, ammonta a 90.554 milioni di euro al 30 settembre 2017 (90.128 milioni di euro al 31 dicembre 2016) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.613 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.941 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2017, presenta un'incidenza sul patrimonio netto del 0,72 (0,71 al 31 dicembre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 897 milioni di euro, si attesta a 37.941 milioni di euro al 30 settembre 2017, in incremento di 388 milioni di euro rispetto ai 37.553 milioni di euro del 31 dicembre 2016, risentendo negativamente del fabbisogno generato dalle acquisizioni (tra cui, si segnalano CELG-D ed EnerNOC Inc.) e dagli investimenti del periodo, dal pagamento dell'acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2016 e del relativo saldo (pari complessivamente a 0,18 euro per azione, per un importo pari a circa 1.830 milioni di euro) deliberati rispettivamente dal Consiglio di Amministrazione in data 10 novembre 2016 e dall'Assemblea degli azionisti in data 4 maggio 2017, i cui effetti sono parzialmente compensati dai flussi di cassa operativi e dall'andamento dei tassi di cambio che ha inciso sulla parte dell'indebitamento espressa in valute diverse dall'euro.

Gli **investimenti** ammontano a 5.520 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017, con un incremento di 304 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016, riferito essenzialmente alle attività di generazione da fonte rinnovabile all'estero e in particolare negli Stati Uniti e in Messico.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Italia	1.124	1.170	(46)	-3,9%
Iberia	582	646	(64)	-9,9%
America Latina	2.094	1.994	100	5,0%
Europa e Nord Africa	208 ⁽¹⁾	144 ⁽²⁾	64	44,4%
Nord e Centro America	1.479	989	490	49,5%
Africa Sub-Sahariana e Asia	25	253	(228)	-90,1%
Altro, elisioni e rettifiche	8	20 ⁽³⁾	(12)	-60,0%
Totale	5.520	5.216	304	5,8%

(1) Il dato non include 27 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti a perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

(3) Il dato non include 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

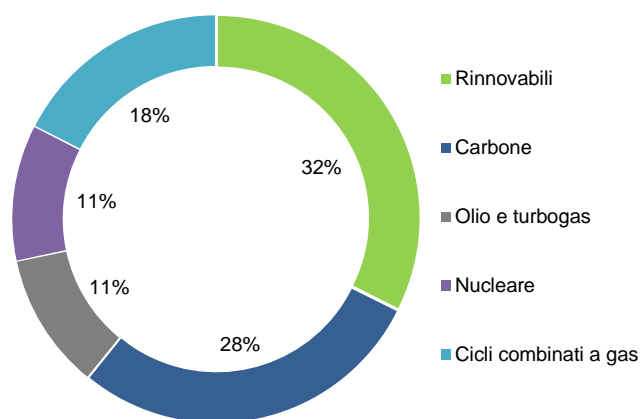
3° trimestre						Primi nove mesi						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale		Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
2017			2016				2017			2016		
12,5	50,8	63,3	14,9	52,1	67,0	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	39,9	144,6	184,5	44,5	150,7	195,2
59,3	56,3	115,6	57,8	52,7	110,5	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	169,6	163,7	333,3	167,8	152,6	320,4
27,8	46,7	74,5	24,2	43,5	67,7	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	77,2	135,9	213,1	70,1	128,6	198,7
0,5	1,2	1,7	0,5	1,2	1,7	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	3,4	4,5	7,9	3,1	4,3	7,4
						Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾	31.386	31.945	63.331	31.956	30.124	62.080

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Al 31 dicembre 2016.

L'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2017 registra un decremento di 10,7 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016 (-5,5%). In particolare, il calo risente della minor produzione nucleare per complessivi 7,5 TWh, sostanzialmente riferibile alla cessione di Slovenské elektrárne, a cui si aggiunge una riduzione della generazione da fonte idroelettrica, dovuta anch'essa alla variazione di perimetro sopra citata, nonché alla maggiore siccità, rilevata particolarmente in Spagna. Infine, si segnala che il 32,4% dell'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2017 è da fonte rinnovabile (33,7% nei primi nove mesi del 2016).

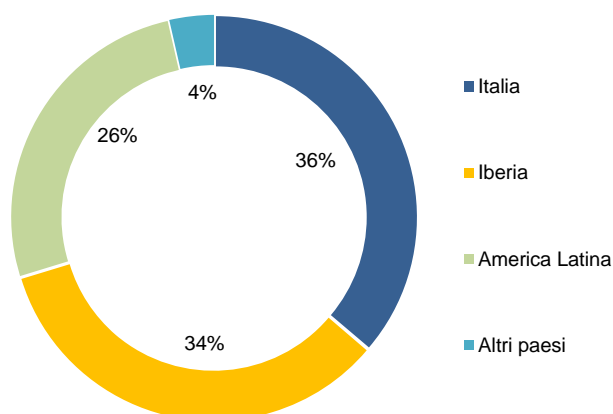
Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2017)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nei primi nove mesi del 2017 è pari a 333,3 TWh, in aumento di 12,9 TWh (+4,0%), prevalentemente per effetto dell'acquisizione di CELG-D.

L'energia venduta da Enel nei primi nove mesi del 2017 è pari a 213,1 TWh e registra rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente un incremento di 14,4 TWh (+7,2%) concentrato in Italia (+7,1 TWh) e America Latina (+7,7 TWh).

Energia elettrica venduta per area geografica (primi nove mesi del 2017)



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2017 è pari a 7,9 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,5 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2017 è pari a 63.331 dipendenti, di cui circa il 50,4% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a 1.251 unità, è riferibile parzialmente al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-1.624 unità) e in maggior parte dalle variazioni di perimetro (+2.875 unità) dovute all'acquisizione di CELG-D in Brasile, Demand Energy ed EnerNOC in Nord America ed Enel Green Power Sannio in Italia.

N.

	al 30.09.2017	al 31.12.2016
Italia	29.156	29.321
Iberia	9.782	9.695
America Latina	14.013	12.979
Europa e Nord Africa	5.768	5.858
Nord e Centro America	1.994	891
Africa Sub-Sahariana e Asia	198	185
Altro	2.420	3.151
Totale	63.331	62.080

Risultati economici del Gruppo

3° trimestre		Milioni di euro				Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni		
17.873	17.309	564	3,3%	Totale ricavi	54.188	51.459	2.729	5,3%	
14.206	13.336	870	6,5%	Totale costi	43.121	39.319	3.802	9,7%	
105	(16)	121	-	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	383	(130)	513	-	
3.772	3.957	(185)	-4,7%	Margine operativo lordo	11.450	12.010	(560)	-4,7%	
1.409	1.478	(69)	-4,7%	Ammortamenti e impairment	4.233	4.321	(88)	-2,0%	
2.363	2.479	(116)	-4,7%	Risultato operativo	7.217	7.689	(472)	-6,1%	
1.186	625	561	1	Proventi finanziari	2.877	3.166	(289)	-9,1%	
1.951	1.275	676	53,0%	Oneri finanziari	5.040	5.343	(303)	-5,7%	
(765)	(650)	(115)	17,7%	Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(2.163)	(2.177)	14	0,6%	
33	15	18	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	114	67	47	70,1%	
1.631	1.844	(213)	-11,6%	Risultato prima delle imposte	5.168	5.579	(411)	-7,4%	
461	562	(101)	-18,0%	Imposte	1.505	1.705	(200)	-11,7%	
1.170	1.282	(112)	-8,7%	Risultato delle continuing operations	3.663	3.874	(211)	-5,4%	
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	
1.170	1.282	(112)	-8,7%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	3.663	3.874	(211)	-5,4%	
774	923	(149)	-16,1%	Quota di interessenza del Gruppo	2.621	2.757	(136)	-4,9%	
396	359	37	10,3%	Quota di interessenza di terzi	1.042	1.117	(75)	-6,7%	

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
10.895	10.765	130	1,2%	Vendita energia elettrica	32.333	31.342	991	3,2%
2.490	2.477	13	0,5%	Trasporto energia elettrica	7.373	7.164	209	2,9%
275	111	164	-	Corrispettivi da gestori di rete	607	370	237	64,1%
351	544	(193)	-35,5%	Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.254	1.074	180	16,8%
552	602	(50)	-8,3%	Vendita gas	2.832	2.751	81	2,9%
70	70	-	-	Trasporto gas	391	390	1	0,3%
(3)	174	(177)	-	Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	157	348	(191)	-54,9%
-	-	-	-	Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	-	4	(4)	-
7	4	3	75,0%	Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	16	24	(8)	-33,3%
3.236	2.562	674	26,3%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	9.225	7.992	1.233	15,4%
17.873	17.309	564	3,3%	Totale	54.188	51.459	2.729	5,3%

Nei primi nove mesi del 2017 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 32.333 milioni di euro (10.895 nel terzo trimestre 2017), con un incremento di 991 milioni di euro (130 milioni di euro nel terzo trimestre 2017) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+3,2% nei primi nove mesi e +1,2% nel terzo trimestre 2017). Tale incremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da vendita sui mercati finali per 1.830 milioni di euro (410 milioni di euro nel terzo trimestre 2017) riconducibile alla ripresa dei prezzi medi di vendita oltre che alle maggiori quantità vendute e alla variazione dei tassi di cambio. Si segnala che l'acquisizione di CELG-D impatta sui ricavi dei primi nove mesi del 2017 per 751 milioni di euro (303 milioni di euro nel terzo trimestre), effetto solo parzialmente compensato dal deconsolidamento di Slovenské elektrárne (345 milioni di euro nei nove mesi);
- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 1.717 milioni di euro (452 milioni di euro nel terzo trimestre 2017), principalmente per i minori volumi generati sul territorio italiano; a tali effetti si associano i minori ricavi connessi al deconsolidamento di Slovenské elektrárne avvenuto a fine luglio 2016 (880 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016);
- > incremento dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 878 milioni di euro (173 milioni di euro nel terzo trimestre 2017), conseguente all'incremento dei volumi intermediati all'estero.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2017 a 7.373 milioni di euro, con un incremento di 209 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016, mentre nel terzo trimestre 2017 sono pari a 2.490 milioni di euro registrando un incremento di 13 milioni di euro. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Italia, dove le maggiori quantità trasportate a servizio del mercato libero hanno più che compensato la riduzione dei volumi sul mercato regolato.

I ricavi per **corrispettivi da gestori di rete** sono pari nei primi nove mesi del 2017 a 607 milioni di euro rispetto ai 370 milioni rilevati nell'analogo periodo del 2016: l'incremento del periodo, pari a 237 milioni di euro è prevalentemente riferibile alla maggiore quantità di costi da reintegrare riferiti al parco impianti di generazione in Italia rientrante nel perimetro delle "unità essenziali" per il sistema elettrico al fine di assicurarne adeguati standard di gestione in sicurezza. Analogo trend risulta dai dati del terzo trimestre.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nei primi nove mesi del 2017 a 1.254 (1.074 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 e si incrementano di 180 milioni di euro (-193 milioni di euro nel terzo trimestre 2017) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, i maggiori contributi sono principalmente dovuti al maggior costo di generazione dei combustibili registrato nell'area extrapeninsulare spagnola per il quale il Gruppo è titolato al rimborso.

I ricavi per **vendita di gas** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 2.832 milioni di euro, con un incremento di 81 milioni di euro (+2,9%), mentre nel terzo trimestre 2017 sono pari a 552 milioni di euro e si riducono di 50 milioni di euro (-8,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento dei primi nove mesi dei due esercizi a confronto risente essenzialmente delle maggiori quantità vendute, sia in Italia sia in Spagna.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 391 milioni di euro (70 milioni di euro nel terzo trimestre 2017) con un incremento di 1 milione di euro nei nove mesi (+0,3%) sostanzialmente in linea con quelli registrati nel precedente esercizio.

Le **plusvalenze da alienazione di società** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 157 milioni di euro (348 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016) e sono prevalentemente riferibili alla plusvalenza derivante dalla vendita della società cilena Electrogas (144 milioni di euro) nella quale il Gruppo deteneva una quota del 42,5%. Nei primi nove mesi del 2016 invece la voce accoglieva principalmente le plusvalenze derivanti dalle cessioni di GNL Quintero (171 milioni di euro), di Hydro Dolomiti Enel (124 milioni di euro), Compostilla Re (19 milioni di euro) e la rettifica positiva di prezzo di 30 milioni di euro rilevata per la cessione di ENEOP (avvenuta a fine 2015).

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nei primi nove mesi del 2017 risultano pari a zero mentre nei primi nove mesi del 2016 risultavano pari a 4 milioni di euro. I proventi relativi ai primi nove mesi del 2016 si riferivano all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la cessione, in data 1° maggio 2016, del 65% di Drift Sand Wind Project.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2017 a 9.225 milioni di euro (7.992 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), mentre nel terzo trimestre 2017 sono pari a 3.236 milioni di euro (2.562 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) con un incremento di 1.233 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016 (+15,4%) e di 674 milioni di euro (+26,3%) rispetto al terzo trimestre 2016.

La variazione dei primi nove mesi è dovuta principalmente a:

- > maggiori ricavi per vendite combustibili per 789 milioni di euro, quasi interamente ascrivibili all'incremento dei prezzi medi di vendita del gas naturale che continua a essere la principale commodity intermediata;
- > ai più alti ricavi per lavori in corso su ordinazione che evidenziano un incremento di 268 milioni di euro. Tale andamento riflette, rispetto all'analogo periodo del 2016, le maggiori attività di ingegneria su infrastrutture esercitate in regime di concessione e rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, su cui incide anche la variazione del perimetro di consolidamento scaturita dall'acquisizione di CELG-D;
- > maggiori ricavi per vendite e contributi ricevuti relativi a certificati ambientali per 246 milioni di euro, connessi prevalentemente alle maggiori attività di negoziazione.

Costi

3° trimestre		Milioni di euro				Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni		
5.024	4.816	208	4,3%	Acquisto di energia elettrica	14.764	13.508	1.256	9,3%	
1.300	1.218	82	6,7%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.919	3.279	640	19,5%	
2.536	1.843	693	37,6%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	7.903	6.536	1.367	20,9%	
323	282	41	14,5%	Materiali	846	789	57	7,2%	
1.069	1.089	(20)	-1,8%	Costo del personale	3.349	3.321	28	0,8%	
3.894	3.726	168	4,5%	Servizi e godimento beni di terzi	11.495	11.128	367	3,3%	
564	741	(177)	-23,9%	Altri costi operativi	2.021	1.858	163	8,8%	
(504)	(379)	(125)	-33,0%	Costi capitalizzati	(1.176)	(1.100)	(76)	-6,9%	
14.206	13.336	870	6,5%	Totale	43.121	39.319	3.802	9,7%	

I costi per **acquisto di energia elettrica** registrano un incremento nei primi nove mesi del 2017 di 1.256 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016 (208 milioni di euro nel terzo trimestre 2017) corrispondente a un incremento del 9,3% (+4,3% nei due trimestri a confronto). Nei primi nove mesi del 2017, tale andamento riflette l'effetto dei maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 1.711 milioni di euro (+663 milioni di euro nel terzo trimestre 2017), in particolare in Italia, Iberia e America Latina, e dei maggiori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 492 milioni di euro (di andamento opposto -114 milioni di euro nel terzo trimestre 2017). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione degli altri acquisti sui mercati locali esteri, per 947 milioni di euro (-341 milioni di euro nel terzo trimestre 2017), sostanzialmente riferibile alla riduzione dei volumi e dei prezzi intermediati da Enel Global Trading e all'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2017 sono pari a 3.919 milioni di euro, registrando un incremento di 640 milioni di euro (+19,5%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel terzo trimestre 2017 ammontano a 1.300 milioni di euro, rilevando un incremento di 82 milioni di euro (+6,7%) sostanzialmente riconducibile al maggior fabbisogno connesso all'incremento della produzione di energia da fonte termoelettrica, in particolar modo in Italia e Spagna, e dall'aumento dei prezzi medi dei combustibili che hanno più che compensato l'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 7.903 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 (2.536 milioni di euro nel terzo trimestre 2017), con un incremento di 1.367 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016 e di 693 milioni di euro rispetto al valore del terzo trimestre 2016. La variazione riflette l'incremento dei costi medi di acquisto del gas, pur in presenza dei benefici riconosciuti nel 2016 a seguito della revisione dei prezzi relativi a taluni contratti di fornitura e dell'aumento dei volumi di gas intermediati.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2017 a 846 milioni di euro, con un incremento di 57 milioni di euro e a 323 milioni di euro nel terzo trimestre 2017, con un incremento di 41 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Tale variazione si riferisce prevalentemente all'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti in Brasile nell'ambito degli accordi per servizi pubblici in concessione, parzialmente compensato

dalla riduzione dei costi per l'acquisto di certificati ambientali sostanzialmente dovuta a una riduzione delle attività di trading di EUAs e di CERs.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2017 è pari a 3.349 milioni di euro, registrando un incremento di 28 milioni di euro (+0,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nel terzo trimestre 2017, il costo è pari a 1.069 milioni di euro, con un decremento di 20 milioni di euro (-1,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nei primi nove mesi del 2017, l'incremento del costo del personale si riferisce prevalentemente:

- > alla rilevazione nel 2017 di maggiori incentivi all'esodo per 15 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'accantonamento effettuato in CELG-D (45 milioni di euro al fine di efficientarne la struttura) parzialmente compensato da minori oneri in Spagna (-21 milioni di euro);
- > all'effetto della variazione dei tassi di cambio, con un effetto decrementativo di 7 milioni di euro;
- > all'incremento nei costi medi unitari, particolarmente sentito in America Latina, che ha comportato un maggior costo per 110 milioni di euro;
- > alla variazione di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile a Slovenské elektrárne, CELG-D ed EnerNOC, che ha comportato un saldo netto negativo per 10 milioni di euro;
- > all'effetto della riduzione delle consistenze medie rispetto allo stesso periodo del 2016 (-3.336 risorse) con un effetto di 87 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2017 è pari a 63.331 dipendenti, di cui 31.945 impegnati all'estero.

L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2017 si incrementa di 1.251 unità, nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.624 unità), a seguito delle variazioni di perimetro (+2.875 unità) principalmente dovute all'acquisizione di CELG-D in Brasile, di Enel Green Power Sannio in Italia e di Demand Energy ed EnerNOC in Nord America.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2016 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2016	62.080
Assunzioni	1.590
Cessazioni	(3.214)
Variazioni di perimetro	2.875
Consistenza al 30 settembre 2017	63.331

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2017 ammontano a 11.495 milioni di euro, con un incremento di 367 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2016, mentre nel terzo trimestre 2017 sono pari a 3.894 milioni di euro, registrando un incremento di 168 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2016. La variazione dei primi nove mesi del 2017 si riferisce prevalentemente:

- > ai maggiori costi per vettori passivi per 224 milioni di euro, particolarmente concentrati in America Latina e in Italia;
- > ai maggiori costi per servizi sostenuti, in relazione a manutenzioni e altre attività effettuate in relazione agli accordi per servizi pubblici in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, in Brasile, per 137 milioni di euro;
- > all'incremento di costi per prestazioni informatiche per 80 milioni di euro; però tale variazione è rappresentata in parte da costi capitalizzati;
- > all'incremento di costi per interventi di manutenzione e riparazione per 71 milioni di euro;

- > dalla riduzione degli oneri per accesso alla rete di trasmissione dell'energia per 225 milioni di euro, soprattutto in Spagna relativamente alla generazione di energia elettrica e per effetto del deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2017 ammontano a 2.021 milioni di euro, con un incremento di 163 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016, mentre nel terzo trimestre 2017 ammontano a 564 milioni di euro, registrando un decremento di 177 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento registrato nei primi nove mesi non risente delle variazioni di perimetro di consolidamento (principalmente relative a CELG-D e Slovenské elektrárne) ma è dovuto essenzialmente a:

- > maggiori oneri per imposte e tasse per 112 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione in Spagna (per 69 milioni di euro in correlazione a un incremento delle quantità prodotte), e a maggiori oneri (per complessivi 62 milioni di euro) per imposte sulla generazione nucleare in Catalogna in base alla sentenza di incostituzionalità emanata nei primi nove mesi 2016 e alla introduzione di un nuovo tributo nel 2017 a seguito della legge n. 5/2017;
- > maggiori oneri per mancato raggiungimento di determinati standard qualitativi del servizio elettrico per 89 milioni di euro, prevalentemente in Argentina (77 milioni di euro);
- > maggiori oneri per certificati ambientali per 245 milioni di euro che risente essenzialmente dell'incremento degli oneri per certificati di efficienza energetica (+281 milioni di euro), parzialmente compensato dal decremento degli oneri per le quote di emissioni inquinanti (-81 milioni di euro);
- > le minusvalenze rilevate nel terzo trimestre 2016 in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per sei 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 163 milioni di euro) e Curibamba in Perù (per 18 milioni di euro);
- > l'effetto positivo, per 139 milioni di euro, della sentenza del terzo trimestre 2017 in base alla quale Endesa è titolata al recupero di quanto versato relativamente al "*bono social*" per gli anni 2015 e 2016.

Nei primi nove mesi del 2017 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.176 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2017 sono pari a 504 milioni di euro con un incremento di 76 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 383 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 (negativi per 130 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e positivi per 105 milioni di euro nel terzo trimestre 2017 (negativi per 16 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2016).

In particolare, proventi netti relativi ai primi nove mesi del 2017 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 206 milioni di euro e da proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 30 settembre 2017 pari a 177 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 4.233 milioni di euro, registrando un decremento di 88 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2017 sono pari a 1.409 milioni di euro, con un decremento di 69 milioni di euro. Il decremento rilevato nei primi nove mesi del 2017 è sostanzialmente riferibile a:

- > minori ammortamenti su immobili impianti e macchinari per 72 milioni di euro, che risente principalmente del deconsolidamento di Slovenské elektrárne e dell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione da fonte rinnovabile;
- > maggiori ammortamenti su attività immateriali per 81 milioni, prevalentemente in Brasile per effetto dell'acquisizione di CELG-D;

- > minori impairment sugli asset classificati come posseduti per la vendita per 111 milioni di euro, principalmente riferibili ad adeguamenti (effettuati nei primi nove mesi del 2016) al presumibile valore degli asset in fase di sviluppo nell'Upstream Gas in Algeria (licenza Isarene) e degli asset di Marcinelle Energie, rispettivamente per 39 milioni di euro e per 52 milioni di euro;
- > maggiori adeguamenti di valore dei crediti commerciali per 36 milioni di euro, prevalentemente in Italia, in Brasile e Argentina.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017 ammonta a 7.217 milioni di euro, con un decremento di 472 milioni di euro (-6,1%), mentre nel terzo trimestre 2017 si attesta a 2.363 milioni di euro, con un decremento di 116 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un decremento di 14 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 e un incremento di 115 milioni di euro nel terzo trimestre 2017.

Nello specifico la variazione è da ricondursi principalmente a:

- > maggiori proventi netti su derivati per 187 milioni di euro, solo parzialmente compensati dalle differenze negative nette su cambi per 140 milioni di euro;
- > minori interessi passivi netti per 143 milioni di euro, prevalentemente a seguito della riduzione dell'indebitamento finanziario medio;
- > decremento degli altri proventi per 71 milioni di euro, sostanzialmente relativi alla riduzione degli interessi e altri proventi maturati sulle attività finanziarie relative ad accordi pubblici in concessione, nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, delle società brasiliane per 23 milioni di euro, alla riduzione degli interessi di mora per 7 milioni di euro e degli interessi attivi su depositi cauzionali per 8 milioni di euro;
- > al decremento degli oneri per attualizzazione dei fondi per rischi e oneri per 100 milioni di euro, prevalentemente a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne e dei minori oneri di attualizzazione sull'incentivo all'esodo, i cui effetti sono parzialmente compensati dall'applicazione della *Resolución* ENRE n. 1/2016 che ha comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in contenzioso in Argentina;
- > gli oneri finanziari rilevati da Enel Finance International (107 milioni di euro), a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call option" prevista dal contratto originario, a cui si aggiungono minori interessi capitalizzati (60 milioni di euro) e i maggiori altri oneri finanziari, prevalentemente di natura regolatoria, derivanti dal consolidamento di CELG-D per 53 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2017 è positiva per complessivi 114 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2017 è positiva per 33 milioni di euro. In particolare, la variazione riflette i maggiori risultati ottenuti da RusEnergosbyt e da EGPNA REP, questi ultimi conseguenti il deconsolidamento avvenuto a fine 2016.

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 1.505 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,1% (a fronte di un'incidenza del 30,6% nei primi nove mesi del 2016), mentre l'onere fiscale del terzo trimestre 2017 è stimato pari a 461 milioni di euro. La minore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2017 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire alla riduzione dell'aliquota fiscale in Italia, in parte compensata dall'incremento delle aliquote fiscali in Cile.

Risultati 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 semestrale 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 modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura matriciale 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 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.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2017 e 2016

Terzo trimestre 2017 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.974	4.732	3.315	586	244	26	(4)	17.873
Ricavi intersettoriali	129	9	2	7	(1)	-	(146)	-
Totale ricavi	9.103	4.741	3.317	593	243	26	(150)	17.873
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	60	55	2	-	(1)	-	(11)	105
Margine operativo lordo	1.591	947	1.059	132	108	19	(84)	3.772
Ammortamenti e impairment	565	420	308	51	50	11	4	1.409
Risultato operativo	1.026	527	751	81	58	8	(88)	2.363

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Terzo trimestre 2016 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.644	4.863	2.818	742	210	9	23	17.309
Ricavi intersettoriali	86	14	-	29	-	-	(129)	-
Totale ricavi	8.730	4.877	2.818	771	210	9	(106)	17.309
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(38)	23	4	(5)	(1)	-	1	(16)
Margine operativo lordo	1.766	997	882	188	143	6	(25)	3.957
Ammortamenti e impairment	524	461	290	101	83	9	10	1.478
Risultato operativo	1.242	536	592	87	60	(3)	(35)	2.479

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2017 e del 2016

Primi nove mesi 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	27.291	14.671	9.812	1.725	606	72	11	54.188
Ricavi intersettoriali	489	30	18	25	2	-	(564)	-
Totale ricavi	27.780	14.701	9.830	1.750	608	72	(553)	54.188
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	399	7	4	-	(1)	-	(26)	383
Margine operativo lordo	5.238	2.543	3.117	409	326	47	(230)	11.450
Ammortamenti e impairment	1.683	1.227	979	156	145	32	11	4.233
Risultato operativo	3.555	1.316	2.138	253	181	15	(241)	7.217
Investimenti	1.124	582	2.094	208 ⁽²⁾	1.479	25	8	5.520

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Il dato non include 27 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2016 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	25.841	14.002	7.906	2.929	671	18	92	51.459
Ricavi intersettoriali	494	46	17	146	1	-	(704)	-
Totale ricavi	26.335	14.048	7.923	3.075	672	18	(612)	51.459
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(145)	22	4	(13)	(1)	-	3	(130)
Margine operativo lordo	5.445	2.970	2.612	609	470	7	(103)	12.010
Ammortamenti e impairment	1.621	1.340	773	283	211	12	81	4.321
Risultato operativo	3.824	1.630	1.839	326	259	(5)	(184)	7.689
Investimenti	1.170	646	1.994	144 ⁽²⁾	989	253	20 ⁽³⁾	5.216

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 5 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Divisioni Globali, classificando i risultati in base alla linea di business. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Regione/Paese, ma anche per Divisione/Business Line.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni Globali									Altro			Totale		
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili			Primi nove mesi			Primi nove mesi		
	Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi		
	2017	2016	Variazione	2017	2016	Variazione	2017	2016	Variazione	2017	2016	Variazione	2017	2016	Variazione	2017	2016	Variazione	2017	2016	Variazione
Italia	1.534	1.373	161	72	81	(9)	178	529	(351)	2.649	2.670	(21)	805	792	13	-	-	-	5.238	5.445	(207)
Iberia	331	592	(261)	50	9	41	597	668	(71)	1.389	1.393	(4)	176	308	(132)	-	-	-	2.543	2.970	(427)
America Latina	-	-	-	(58)	(76)	18	569	564	5	1.314	1.042	272	1.292	1.082	210	-	-	-	3.117	2.612	505
<i>Argentina</i>	-	-	-	-	-	-	76	61	15	171	123	48	24	19	5	-	-	-	271	203	68
<i>Brasile</i>	-	-	-	(27)	(25)	(2)	98	55	43	453	292	161	183	144	39	-	-	-	707	466	241
<i>Cile</i>	-	-	-	(31)	(51)	20	269	350	(81)	190	186	4	552	405	147	-	-	-	980	890	90
<i>Colombia</i>	-	-	-	-	-	-	37	30	7	350	296	54	428	421	7	-	-	-	815	747	68
<i>Perù</i>	-	-	-	-	-	-	89	68	21	150	145	5	98	87	11	-	-	-	337	300	37
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	6	1	-	-	-	7	6	1
Europa e Nord Africa	(46)	31	(77)	1	1	-	202	309	(107)	136	173	(37)	116	95	21	-	-	-	409	609	(200)
<i>Romania</i>	(46)	33	(79)	1	1	-	2	4	(2)	136	173	(37)	78	55	23	-	-	-	171	266	(95)
<i>Russia</i>	-	-	-	-	-	-	200	126	74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	126	74
<i>Slovacchia</i>	-	-	-	-	-	-	-	191	(191)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	(191)
<i>Altri Paesi</i>	-	(2)	2	-	-	-	-	(12)	12	-	-	-	38	40	(2)	-	-	-	38	26	12
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	326	470	(144)	-	-	-	326	470	(144)
<i>Stati Uniti e Canada</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146	322	(176)	-	-	-	146	322	(176)
<i>Messico</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72	65	7	-	-	-	72	65	7
<i>Panama</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74	69	5	-	-	-	74	69	5
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	14	20	-	-	-	34	14	20
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	7	40	-	-	-	47	7	40
<i>Sudafrica</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	(3)	43	-	-	-	40	(3)	43
<i>India</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	10	(2)	-	-	-	8	10	(2)
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)	-	-	-	(1)	-	(1)
Altro	-	-	-	(1)	-	(1)	-	(26)	26	(9)	-	(9)	(58)	(37)	(21)	(162)	(40)	(122)	(230)	(103)	(127)
Totale	1.819	1.996	(254)	64	15	67	1.546	2.044	(600)	5.479	5.278	436	2.704	2.717	114	(162)	(40)	(122)	11.450	12.010	(359)

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
6.976	9.188	(2.212)	-24,1%	Termoelettrica		23.142	26.479	(3.337)	-12,6%
3.768	3.959	(191)	-4,8%	Idroelettrica		11.425	12.530	(1.105)	-8,8%
1.429	1.449	(20)	-1,4%	Geotermoelettrica		4.312	4.384	(72)	-1,6%
277	208	69	33,2%	Eolica		871	973	(102)	-10,5%
40	40	-	-	Altre fonti		112	89	23	25,8%
12.490	14.844	(2.354)	-15,9%	Totale produzione netta		39.862	44.455	(4.593)	-10,3%

Nei primi nove mesi del 2017, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 39.862 milioni di kWh (12.490 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017), registrando un decremento del 10,3% (-15,9% nel terzo trimestre 2017 rispetto all'analogo periodo del 2016) pari a 4.593 milioni di kWh. La variazione è relativa alle minore produzione termoelettrica per 3.337 milioni di kWh che ha scontato una minore competitività degli impianti a carbone e un minor funzionamento dei cicli combinati, in particolare gli impianti siciliani di Termini Imerese e Priolo Gargallo sfavoriti dalla nuova interconnessione con la terraferma entrata a regime nel corso del 2016. La minore produzione idroelettrica per 1.105 milioni di kWh è riferibile alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Analogamente si rileva nel terzo trimestre 2017.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre					Milioni di kWh			Primi nove mesi				
2017	2016	Variazioni					2017	2016	Variazioni			
3	-	36	0,4%	(33)	-91,7%	Olio combustibile	10	-	81	0,3%	(71)	-87,7%
1.474	19,5%	2.810	28,5%	(1.336)	-47,5%	Gas naturale	5.306	21,2%	6.373	22,2%	(1.067)	-16,7%
5.957	78,7%	6.859	69,5%	(902)	-13,2%	Carbone	19.304	77,0%	21.674	75,9%	(2.370)	-10,9%
135	1,8%	170	1,7%	(35)	-20,6%	Altri combustibili	459	1,8%	445	1,6%	14	3,1%
7.569	100,0%	9.875	100,0%	(2.306)	-23,4%	Totale	25.079	100,0%	28.573	100,0%	(3.494)	-12,2%

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2017 si attesta a 25.079 milioni di kWh (7.569 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017), registrando un decremento di 3.494 milioni di kWh (-12,2%) rispetto ai primi nove mesi del 2016 (-23,4% nel terzo trimestre 2017). Tale decremento ha riguardato prevalentemente il carbone e il gas naturale a seguito dei sopracitati fenomeni.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi				
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni		
59.240	57.810	1.430	2,5%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾		169.577	167.834	1.743	1,0%

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2017 registra un incremento di 1.743 milioni di kWh (+1,0%), passando da 167.834 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2016 a 169.577 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2017. Tale variazione è sostanzialmente in linea con l'incremento della domanda di energia elettrica in Italia. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2017 con un'energia trasportata pari a 59.240 milioni di kWh, con un incremento di 1.430 milioni di kWh (+2,5%) rispetto al medesimo periodo del 2016.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
Mercato libero:								
7.639	6.837	802	11,7%	- clienti mass market	21.427	19.665	1.762	9,0%
7.396	5.139	2.257	43,9%	- clienti business ⁽¹⁾	20.841	14.435	6.406	44,4%
838	469	369	78,7%	- clienti in regime di salvaguardia	1.595	1.611	(16)	-1,0%
15.873	12.445	3.428	27,5%	Totale mercato libero	43.863	35.711	8.152	22,8%
Mercato regolato:								
11.961	11.788	173	1,5%	- clienti in regime di maggior tutela	33.331	34.414	(1.083)	-3,1%
27.834	24.233	3.601	14,9%	TOTALE	77.194	70.125	7.069	10,1%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori di 1 GWh).

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2017 è pari a 77.194 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 7.069 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette sostanzialmente le maggiori quantità vendute sul mercato libero quale risultanza della politica commerciale intrapresa, particolarmente incentrata sul segmento dei clienti business.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2017.

Vendite di gas naturale

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
213	211	2	0,9%	Clienti mass market ⁽¹⁾	1.978	1.854	124	6,7%
268	235	33	14,0%	Clienti business	1.389	1.219	170	13,9%
481	446	35	7,8%	Totale	3.367	3.073	294	9,6%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2017 è pari a 3.367 milioni di metri cubi (481 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2017), con un incremento di 294 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente riferibile a entrambe le categorie di clienti.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2017, che chiaramente per motivi di stagionalità presenta volumi molto inferiori.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni		2017	2016	Variazioni	
9.103	8.730	373	4,3%	Ricavi	27.780	26.335	1.445 5,5%
1.591	1.766	(175)	-9,9%	Margine operativo lordo	5.238	5.445	(207) -3,8%
1.026	1.242	(216)	-17,4%	Risultato operativo	3.555	3.824	(269) -7,0%
				Investimenti	1.124	1.170	(46) -3,9%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2017.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	4.552	4.453	99	2,2%
Infrastrutture e Reti	1.813	1.751	62	3,5%
Rinnovabili	410	409	1	0,2%
Mercati finali	3.901	3.646	255	7,0%
Servizi	330	270	60	22,2%
Elisioni e rettifiche	(1.903)	(1.799)	(104)	-5,8%
Totale	9.103	8.730	373	4,3%

I **ricavi** del terzo trimestre 2017 ammontano a 9.103 milioni di euro, con un incremento di 373 milioni di euro rispetto al 2016 (+4,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 99 milioni di euro (+2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale incremento è prevalentemente riconducibile:
 - a maggiori ricavi per vendita di combustili, sui mercati nazionali e internazionali per 343 milioni di euro;
 - a maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 173 milioni di euro, correlati essenzialmente a un aumento delle quantità intermedie (+8,5 TWh) in un regime di prezzi crescenti;
 - a maggiori ricavi relativi a corrispettivi riconosciuti dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 135 milioni di euro;
 - a minori ricavi da vendita di energia elettrica per 522 milioni di euro da riferirsi prevalentemente alla riduzione dei ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali per 565 milioni di euro, solo in parte compensati dalle maggiori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 52 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 62 milioni di euro (+3,5%), principalmente connessi:
 - all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 61 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
 - ai maggiori ricavi tariffari per 5 milioni di euro riferibili principalmente all'aumento delle tariffe di trasmissione, solo in parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione;
 - al decremento dei contributi di connessione per 10 milioni di euro;
- > un andamento in linea dei ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** (in aumento di 1 milione di euro);

- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 255 milioni di euro (+7,0%), connessi essenzialmente:
 - all'incremento dei ricavi per 272 milioni di euro rilevato nel mercato libero dell'energia elettrica a seguito delle maggiori quantità vendute (+3,5 TWh);
 - ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 17 milioni di euro, da riferire prevalentemente all'incremento delle quantità vendute;
 - al decremento dei ricavi sul mercato regolato per 72 milioni di euro connesso prevalentemente all'effetto negativo dei meccanismi di perequazione a copertura dei costi di generazione, pur in presenza di un aumento delle quantità vendute (+0,2 TWh).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	28	274	(246)	-89,8%
Infrastrutture e Reti	851	892	(41)	-4,6%
Rinnovabili	262	191	71	37,2%
Mercati finali	417	376	41	10,9%
Servizi	33	33	-	-
Totale	1.591	1.766	(175)	-9,9%

Il **margin operativo lordo** del terzo trimestre 2017 si attesta a 1.591 milioni di euro, registrando un decremento di 175 milioni di euro (-9,9%) rispetto ai 1.766 milioni di euro del terzo trimestre 2016. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 246 milioni di euro, da attribuire alla riduzione del margine di generazione, che sconta un mix di produzione più sfavorevole a seguito della scarsa idraulicità;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 41 milioni di euro (-4,6%) sostanzialmente riconducibile al decremento del margine da trasporto di energia elettrica (11 milioni di euro), al rilascio, avvenuto nel terzo trimestre 2016, del fondo rischi e oneri a seguito della delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento avviato nel 2015. Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dal maggior margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 18 milioni di euro;
- > all'incremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 71 riferibile agli stessi effetti già citati nei ricavi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 41 milioni di euro (+10,9%), riferibile principalmente a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 52 milioni di euro e al mercato regolato dell'energia elettrica per 8 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	(29)	209	(238)	-
Infrastrutture e Reti	585	638	(53)	-8,3%
Rinnovabili	193	131	62	47,3%
Mercati finali	255	243	12	4,9%
Servizi	22	21	1	4,8%
Totale	1.026	1.242	(216)	-17,4%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2017, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 565 milioni di euro (524 milioni di euro nell'analogo periodo del 2016), è pari a 1.026 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	13.912	13.613	299	2,2%
Infrastrutture e Reti	5.605	5.309	296	5,6%
Rinnovabili	1.351	1.329	22	1,7%
Mercati finali	11.974	11.091	883	8,0%
Servizi	875	796	79	9,9%
Elisioni e rettifiche	(5.937)	(5.803)	(134)	-2,3%
Totale	27.780	26.335	1.445	5,5%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 27.780 milioni di euro, registrando un incremento di 1.445 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016 (+5,5%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 299 milioni di euro (+2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:
 - maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 879 milioni di euro, correlati essenzialmente a un aumento delle quantità intermedie (+27,5 TWh) in un regime di prezzi crescenti;
 - maggiori ricavi per vendita di combustibili, essenzialmente gas naturale, sui mercati nazionali e internazionali per 826 milioni di euro;
 - maggiori ricavi relativi a corrispettivi riconosciuti dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) per operazioni sulla borsa dell'energia elettrica per 179 milioni di euro, principalmente riferibili ai servizi di dispacciamento;
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.449 milioni di euro, sostanzialmente relativi ai minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (1.521 milioni di euro) connessi ai minori volumi generati. Tali fenomeni sono stati solo in parte compensati dall'aumento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (91 milioni di euro);
 - minori proventi da operazioni straordinarie per 124 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel nei primi nove mesi del 2016;
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 296 milioni di euro (+5,6%), riferibili sostanzialmente a:
 - l'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 290 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
 - ai maggiori ricavi tariffari per 18 milioni di euro riferibili principalmente all'aumento delle tariffe di trasmissione solo in parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione. A tali fenomeni si aggiungono maggiori ricavi riconosciuti dall'AEEGSI a seguito della pubblicazione nel primo trimestre 2017 delle tariffe di riferimento del 2016 (14 milioni di euro), nonché le maggiori quantità trasportate;
 - al decremento dei contributi di connessione per 33 milioni di euro;
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 22 milioni di euro (+1,7%), principalmente per effetto dei maggiori prezzi medi di vendita che hanno più che compensato le minori quantità prodotte;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 883 milioni di euro (+8,0%), connessi essenzialmente:

- all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 672 milioni di euro, connesso sostanzialmente alle maggiori quantità vendute (+8,2 TWh);
- a maggiori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 114 milioni di euro, a seguito dell'incremento dei ricavi tariffari solo parzialmente compensato dal decremento delle quantità vendute (-1,1 TWh) e del numero dei clienti serviti;
- ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 60 milioni di euro, da riferire sia all'incremento delle quantità vendute, sia ai maggiori prezzi di vendita medi.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi				
	2017	2016	Variazioni		
Generazione e Trading	178	529	(351)	-66,4%	
Infrastrutture e Reti	2.649	2.670	(21)	-0,8%	
Rinnovabili	805	792	13	1,6%	
Mercati finali	1.534	1.373	161	11,7%	
Servizi	72	81	(9)	-11,1%	
Totale	5.238	5.445	(207)	-3,8%	

Il **margin** operativo lordo dei primi nove mesi del 2017 si attesta a 5.238 milioni di euro, con un decremento di 207 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016 (-3,8%). In particolare, la variazione è sostanzialmente riferibile:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 351 milioni di euro. Se si esclude da tale variazione l'effetto della plusvalenza da cessione citata nei ricavi, la riduzione del margine risulta essere di 227 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dell'effetto negativo connesso al significativo ricorso agli acquisti di energia elettrica sul mercato spot, a prezzi più elevati, per assolvere agli sbilanciamenti rispetto alla programmazione prestabilita;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 21 milioni di euro (-0,8%) sostanzialmente riconducibile:
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 16 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe di distribuzione, solo parzialmente compensato dall'effetto positivo (29 milioni di euro) di partite pregresse già commentate nei ricavi a cui se ne aggiungono altre relative ai costi di trasporto;
 - a un aumento degli accantonamenti al fondo rischi e oneri per 29 milioni di euro che risente del rilascio, avvenuto nei primi nove mesi del 2016, del fondo (47 milioni di euro) a seguito della delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento avviato nel 2015;
 - al maggior margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 10 milioni di euro;
 - ai minori costi operativi;
- > al maggior margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 13 milioni di euro, da riferire prevalentemente agli stessi effetti già citati nei ricavi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 161 milioni di euro (+11,7%), prevalentemente riferibile a:
 - un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 125 milioni di euro (di cui 106 milioni di euro relativi alla componente gas), dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity;
 - un incremento del margine sul mercato regolato dell'energia per 31 milioni di euro da attribuire sostanzialmente ai minori costi operativi, nonché a un miglioramento del margine energia.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	3	346	(343)	-
Infrastrutture e Reti	1.811	1.914	(103)	-5,4%
Rinnovabili	601	594	7	1,2%
Mercati finali	1.102	925	177	19,1%
Servizi	38	45	(7)	-15,6%
Totale	3.555	3.824	(269)	-7,0%

Il **risultato operativo** si attesta a 3.555 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 62 milioni di euro, registra un decremento di 269 milioni di euro (-7,0%) rispetto ai 3.824 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2016. L'incremento è prevalentemente riferibile ai maggiori ammortamenti rilevati sulle infrastrutture di rete, nonché all'aumento degli adeguamenti di valore dei crediti commerciali, in particolare nei confronti di alcuni trader.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	34	52	(18)	-34,6%
Infrastrutture e Reti	866	855	11	1,3%
Rinnovabili	130	188	(58)	-30,9%
Mercati finali	74	54	20	37,0%
Servizi	20	21	(1)	-4,8%
Totale	1.124	1.170	(46)	-3,9%

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 1.124 milioni di euro, in decremento di 46 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 18 milioni di euro;
- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 11 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate alla sostituzione dei contatori elettronici, solo parzialmente compensate da attività connesse alla qualità del servizio, anticipate nel corso del 2016;
- > minori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** per 58 milioni di euro riferiti principalmente ai minori investimenti in impianti idroelettrici ed eolici;
- > maggiori investimenti di **Mercati finali** per 20 milioni di euro.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
11.867	11.079	788	7,1%	Termoelettrica		31.543	23.694	7.849	33,1%
6.871	7.141	(270)	-3,8%	Nucleare		19.967	19.983	(16)	-0,1%
1.113	1.241	(128)	-10,3%	Idroelettrica		4.253	6.326	(2.073)	-32,8%
684	742	(58)	-7,8%	Eolica		2.437	2.757	(320)	-11,6%
9	46	(37)	-80,4%	Altre fonti		22	137	(115)	-83,9%
20.544	20.249	295	1,5%	Totale produzione netta		58.222	52.897	5.325	10,1%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2017 è pari a 58.222 milioni di kWh, con un incremento di 5.325 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale andamento, caratterizzato da un forte incremento della generazione da fonte termoelettrica, trova riscontro prevalentemente nelle minori importazioni di energia elettrica conseguente il fermo di alcune centrali nucleari in Francia e in una forte siccità (che ha penalizzato gli impianti idroelettrici).

Nel terzo trimestre 2017 la produzione netta è pari a 20.544 milioni di kWh, con un incremento di 295 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi						
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni				
1.688	8,5%	1.644	8,6%	44	2,7%	Olio combustibile	4.859	9,0%	4.688	10,2%	171	3,6%
3.031	15,3%	1.762	9,2%	1.269	72,0%	Gas naturale	6.547	12,2%	3.384	7,4%	3.163	93,5%
6.970	35,1%	7.283	38,1%	(313)	-4,3%	Carbone	18.784	34,9%	14.166	31,0%	4.618	32,6%
7.175	36,2%	7.454	39,0%	(279)	-3,7%	Combustibile nucleare	20.788	38,6%	20.798	45,4%	(10)	-
981	4,9%	975	5,1%	6	0,6%	Altri combustibili	2.826	5,3%	2.749	6,0%	77	2,8%
19.845	100,0%	19.118	100,0%	727	3,8%	Totale	53.804	100,0%	45.785	100,0%	8.019	17,5%

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2017 è pari a 53.804 milioni di kWh (19.845 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017) e registra un incremento di 8.019 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+727 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017). L'incremento ha riguardato quasi tutte le tipologie di combustibile a eccezione del nucleare che ha invece subito un lieve decremento. Analogo andamento presenta il terzo trimestre 2017 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, parzialmente compensato dalla contrazione del combustibile nucleare e del carbone.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
29.595	29.567	28	0,1%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾		84.534	82.441	2.093	2,5%

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nei primi nove mesi del 2017 è pari a 84.534 milioni di kWh (29.595 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017) e registra un incremento di 2.093 milioni di kWh (+28 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017).

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
25.347	25.020	327	1,3%	Energia venduta da Enel	72.503	70.704	1.799	2,5%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 72.503 milioni di kWh (25.347 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017), con un incremento di 1.799 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2016 (+327 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017). Tale andamento beneficia della maggiore liberalizzazione del mercato ed è in linea con quanto rilevato nel terzo trimestre 2017.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
4.741	4.877	(136)	-2,8%	Ricavi	14.701	14.048	653	4,6%
947	997	(50)	-5,0%	Margine operativo lordo	2.543	2.970	(427)	-14,4%
527	536	(9)	-1,7%	Risultato operativo	1.316	1.630	(314)	-19,3%
				Investimenti	582	646	(64)	-9,9%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2017.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	1.562	1.394	168	12,1%
Infrastrutture e Reti	652	641	11	1,7%
Rinnovabili	125	149	(24)	-16,1%
Mercati finali	3.734	3.618	116	3,2%
Servizi	135	83	52	62,7%
Elisioni e rettifiche	(1.467)	(1.008)	(459)	-45,5%
Totale	4.741	4.877	(136)	-2,8%

I **ricavi** del terzo trimestre 2017 sono in decremento di 136 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 168 milioni di euro, prevalentemente connessi all'aumento delle vendite di energia elettrica in regime di prezzi crescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Country e trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni;
- > minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 24 milioni di euro a seguito del calo delle quantità prodotte;
- > all'incremento dei ricavi, pari a 116 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto delle maggiori quantità vendute dell'energia elettrica a prezzi medi ridotti sul mercato libero.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	371	292	79	27,1%
Infrastrutture e Reti	466	442	24	5,4%
Rinnovabili	40	67	(27)	-40,3%
Mercati finali	54	173	(119)	-68,8%
Servizi	16	23	(7)	-30,4%
Totale	947	997	(50)	-5,0%

Il **margin** operativo lordo ammonta a 947 milioni di euro, in decremento di 50 milioni di euro (-5,0%) rispetto all'analogo periodo del 2016, a seguito di:

- > un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 79 milioni di euro, prevalentemente connesso al miglioramento del margine di generazione connesso a minori costi operativi;
- > un andamento sostanzialmente in linea del margine su **Infrastrutture e Reti** (pari a 24 milioni di euro) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > una diminuzione del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, a causa dei maggiori costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e dei combustibili.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	223	127	96	75,6%
Infrastrutture e Reti	269	250	19	7,6%
Rinnovabili	1	2	(1)	-50,0%
Mercati finali	19	130	(111)	-85,4%
Servizi	15	27	(12)	-44,4%
Totale	527	536	(9)	-1,7%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2017, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 420 milioni di euro, è pari a 527 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016, un decremento di 9 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	4.500	3.427	1.073	31,3%
Infrastrutture e Reti	1.917	1.929	(12)	-0,6%
Rinnovabili	415	550	(135)	-24,5%
Mercati finali	11.675	10.272	1.403	13,7%
Servizi	357	216	141	65,3%
Elisioni e rettifiche	(4.163)	(2.346)	(1.817)	-77,5%
Totale	14.701	14.048	653	4,6%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017 registrano un incremento di 653 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 1.073 milioni di euro, prevalentemente connessi all'incremento delle quantità prodotte in un contesto di prezzi medi di vendita fortemente in rialzo a seguito dell'andamento della generazione sopra descritto; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Country e trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni;
- > minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 135 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità prodotte e della rettifica di prezzo (30 milioni di euro) rilevata nel primo semestre del 2016 per la cessione di ENEOP;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** per 1.403 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'incremento delle quantità vendute soprattutto nel mercato libero.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	597	668	(71)	-10,6%
Infrastrutture e Reti	1.389	1.393	(4)	-0,3%
Rinnovabili	176	308	(132)	-42,9%
Mercati finali	331	592	(261)	-44,1%
Servizi	50	9	41	-
Totale	2.543	2.970	(427)	-14,4%

Il **margin** operativo lordo ammonta a 2.543 milioni di euro, con un decremento di 427 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 71 milioni di euro, prevalentemente connesso alle maggiori imposte che gravano sulla generazione termoelettrica e in Catalogna sulla generazione nucleare, per 119 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016;
- > un decremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 132 milioni di euro, per effetto della riduzione delle quantità prodotte nonché della sopracitata rettifica di prezzo pari a 30 milioni di euro relativa alla cessione di ENEOP;
- > un calo del margine sui **Mercati finali**, pari a circa 261 milioni di euro principalmente dovuto ai maggiori costi di approvvigionamento, inclusivi del trasporto, per le commodity del gas e dell'energia.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	134	197	(63)	-32,0%
Infrastrutture e Reti	866	816	50	6,1%
Rinnovabili	59	112	(53)	-47,3%
Mercati finali	217	496	(279)	-56,2%
Servizi	40	9	31	-
Totale	1.316	1.630	(314)	-19,3%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.227 milioni di euro (1.340 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016) è pari a 1.316 milioni di euro. In particolare, i minori ammortamenti includono gli effetti della variazione della vita utile effettuata sugli impianti idroelettrici (56 milioni di euro) ed eolici (19 milioni di euro); a tali impatti si associano i minori impairment su crediti commerciali per 14 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Generazione e Trading	122	195	(73)	-37,4%
Infrastrutture e Reti	388	370	18	4,9%
Rinnovabili	29	41	(12)	-29,3%
Mercati finali	31	32	(1)	-3,1%
Servizi	12	8	4	50,0%
Totale	582	646	(64)	-9,9%

Gli **investimenti** ammontano a 582 milioni di euro, con un decremento di 64 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente da ricondursi prevalentemente alla Generazione e Trading. Tale effetto è solo in parte compensato dai maggiori investimenti relativi a interventi sulla rete di distribuzione.

America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
7.107	7.045	62	0,9%	Termoelettrica		21.002	20.491	511	2,5%
8.130	8.301	(171)	-2,1%	Idroelettrica		23.688	24.260	(572)	-2,4%
1.022	702	320	45,6%	Eolica		2.419	1.751	668	38,1%
397	235	162	68,9%	Altre fonti		945	509	436	85,7%
16.656	16.283	373	2,3%	Totale produzione netta		48.054	47.011	1.043	2,2%
3.707	3.470	237	6,8%	- di cui Argentina		11.486	10.218	1.268	12,4%
2.029	1.289	740	57,4%	- di cui Brasile		4.971	3.973	998	25,1%
5.200	5.032	168	3,3%	- di cui Cile		14.947	14.761	186	1,3%
3.921	4.180	(259)	-6,2%	- di cui Colombia		11.364	11.355	9	0,1%
1.765	2.262	(497)	-22,0%	- di cui Perù		5.174	6.563	(1.389)	-21,2%
34	50	(16)	-32,0%	- di cui altri Paesi		112	141	(29)	-20,6%

La produzione netta effettuata dei primi nove mesi del 2017 è pari a 48.054 milioni di kWh, con un incremento di 1.043 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016, principalmente a seguito:

- > della maggiore produzione termoelettrica particolarmente concentrata in Argentina a seguito del fermo impianto per attività di manutenzione delle centrali Dock Sud e Costanera del primo semestre 2016;
- > della maggiore produzione eolica e fotovoltaica, anche per l'entrata in funzione di nuovi impianti, soprattutto in Cile.

A parziale compensazione si è registrata la riduzione della generazione idroelettrica a seguito delle avverse condizioni meteorologiche dell'area rispetto all'analogo periodo a confronto, in particolare in Perù che ha sofferto nel mese di aprile 2017 di alcune alluvioni causate dal fenomeno de "El Niño costiero", al punto da subire il fermo di alcuni impianti.

Gli effetti negativi relativi agli eventi climatici, come detto, sono stati particolarmente concentrati nella prima parte dell'anno segnando un recupero nel corso del terzo trimestre 2017 con una produzione netta, pari a 16.656 milioni di kWh, che si è incrementata di 373 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi						
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni				
87	1,3%	456	6,2%	(369)	-80,9%	Olio combustibile	733	3,4%	1.463	6,8%	(730)	-49,9%
5.619	81,7%	5.168	69,8%	451	8,7%	Gas naturale	17.050	78,2%	14.433	67,2%	2.617	18,1%
552	8,0%	1.037	14,0%	(485)	-46,8%	Carbone	2.991	13,7%	3.098	14,4%	(107)	-3,5%
620	9,0%	737	10,0%	(117)	-15,9%	Altri combustibili	1.016	4,7%	2.475	11,6%	(1.459)	-58,9%
6.878	100,0%	7.398	100,0%	(520)	-7,0%	Totale	21.790	100,0%	21.469	100,0%	321	1,5%

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2017 è pari a 21.790 milioni di kWh e registra un incremento di 321 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente sostanzialmente a seguito del maggior uso del gas naturale, soprattutto in Brasile e Argentina per compensare la minore generazione idroelettrica e in Perù per neutralizzare l'effetto della fermata degli impianti causata dalle sopra citate alluvioni. Nel terzo trimestre 2017 la produzione termoelettrica lorda si decrementa di 520 milioni di kWh rispetto al terzo trimestre 2016.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
22.863	19.400	3.463	17,9%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	67.718	59.077	8.641	14,6%
4.552	4.652	(100)	-2,1%	- di cui Argentina	13.642	14.203	(561)	-3,9%
8.703	5.405	3.298	61,0%	- di cui Brasile	25.553	16.980	8.573	50,5%
4.200	4.090	110	2,7%	- di cui Cile	12.274	11.965	309	2,6%
3.493	3.361	132	3,9%	- di cui Colombia	10.276	10.105	171	1,7%
1.915	1.892	23	1,2%	- di cui Perù	5.973	5.824	149	2,6%

L'energia trasportata nei primi nove mesi del 2017 è pari a 67.718 milioni di kWh (22.863 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017) e registra un incremento pari a 8.641 milioni di kWh (+3.463 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017).

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
1.654	1.501	153	10,2%	Mercato libero	4.918	4.593	325	6,6%
16.862	14.155	2.707	19,1%	Mercato regolato	50.861	43.473	7.388	17,0%
18.516	15.656	2.860	18,3%	Totale	55.779	48.066	7.713	16,0%
3.857	3.999	(142)	-3,6%	- di cui Argentina	11.500	12.120	(620)	-5,1%
7.298	4.656	2.642	56,7%	- di cui Brasile	22.285	14.791	7.494	50,7%
3.395	3.290	105	3,2%	- di cui Cile	9.972	9.859	113	1,1%
2.366	2.094	272	13,0%	- di cui Colombia	6.995	6.220	775	12,5%
1.600	1.617	(17)	-1,1%	- di cui Perù	5.027	5.076	(49)	-1,0%

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2017 ammonta a 55.779 milioni di kWh (18.516 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017) e registra un incremento di 7.713 milioni di kWh (+2.860 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017).

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
3.317	2.818	499	17,7%	Ricavi	9.830	7.923	1.907	24,1%
1.059	882	177	20,1%	Margine operativo lordo	3.117	2.612	505	19,3%
751	592	159	26,9%	Risultato operativo	2.138	1.839	299	16,3%
				Investimenti	2.094	1.994	100	5,0%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2017.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	380	268	112	41,8%
Brasile	1.264	683	581	85,1%
Cile	866	1.090	(224)	-20,6%
Colombia	520	494	26	5,3%
Perù	284	280	4	1,4%
Altri Paesi	3	3	-	-
Totale	3.317	2.818	499	17,7%

I **ricavi** del terzo trimestre 2017 registrano un incremento di 499 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 112 milioni di euro, in particolare per i maggiori prezzi medi applicati rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente a seguito della revisione tariffaria integrale afferente alle società di distribuzione, solo in parte compensati dagli effetti del cambio;
- > maggiori ricavi in Brasile per 581 milioni di euro; tale effetto è riconducibile, sostanzialmente, all'acquisto di CELG-D, i cui ricavi nel terzo trimestre 2017 ammontano a 206 milioni di euro e dell'apprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro;
- > decremento dei ricavi in Cile per 224 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del decremento delle quantità vendute e dei prezzi medi di vendita oltreché per effetto della plusvalenza di 171 milioni di euro derivante dalla cessione di GNL Quintero nel terzo trimestre 2016. Tali effetti sono parzialmente compensati dall'apprezzamento del peso cileno nei confronti dell'euro;
- > maggiori ricavi in Colombia per 26 milioni di euro, in particolare per l'effetto cambi dovuto all'apprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro;
- > leggero incremento dei ricavi in Perù per 4 milioni di euro, principalmente per una riduzione media delle tariffe integralmente compensata dal positivo andamento del cambio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	128	47	81	-
Brasile	250	170	80	47,1%
Cile	315	358	(43)	-12,0%
Colombia	268	251	17	6,8%
Perù	95	53	42	79,2%
Altri Paesi	3	3	-	-
Totale	1.059	882	177	20,1%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.059 milioni di euro, con un incremento di 177 milioni di euro (20,1%) rispetto all'analogo periodo del 2016 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 81 milioni di euro, sostanzialmente riferibile all'andamento dei cambi;

- > un minore margine operativo lordo in Cile per 43 milioni di euro, che risente delle maggiori minusvalenze del 2016, sopra in commento (-163 milioni di euro) e del positivo andamento dei cambi solo in parte compensato dalla suddetta plusvalenza rilevata nel terzo trimestre 2016 (+171 milioni di euro);
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 42 milioni di euro, principalmente connesso a quanto commentato sopra per i ricavi a cui si aggiunge l'effetto della minusvalenza del terzo trimestre 2016 derivante dall'abbandono del progetto idroelettrico di Curibamba per un valore complessivo di 18 milioni di euro e i maggiori oneri accantonati, per 37 milioni di euro, in relazione a delle forniture di energia elettrica di Electroperu;
- > un aumento del margine in Colombia per 17 milioni di euro, dove la marginalità sulle vendite si è mantenuta su buoni livelli nonostante la riduzione delle tariffe medie e delle quantità vendute dalla distribuzione. L'effetto positivo è sostanzialmente dovuto all'andamento dei cambi;
- > un incremento del margine in Brasile per 80 milioni di euro, che risente essenzialmente della variazione del perimetro con l'ingresso di CELG-D (45 milioni di euro) e della migliore marginalità rilevata dalle società di distribuzione ulteriormente amplificata dal positivo andamento dei cambi.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	104	32	72	-
Brasile	124	47	77	-
Cile	233	276	(43)	-15,6%
Colombia	226	212	14	6,6%
Perù	62	23	39	-
Altri Paesi	2	2	-	-
Totale	751	592	159	26,9%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2017, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 308 milioni di euro (290 milioni di euro nel terzo trimestre 2016) è pari a 751 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016 un incremento di 159 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	1.119	863	256	29,7%
Brasile	3.442	1.795	1.647	91,8%
Cile	2.757	2.820	(63)	-2,2%
Colombia	1.590	1.532	58	3,8%
Perù	913	905	8	0,9%
Altri Paesi	9	8	1	12,5%
Totale	9.830	7.923	1.907	24,1%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017 registrano un incremento di 1.907 milioni di euro; tale incremento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 256 milioni di euro sostanzialmente riferibili agli incrementi prezzi medi applicati a seguito della riforma tariffaria, solo in parte compensata dall'effetto cambi fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (131 milioni di euro);
- > un forte incremento dei ricavi in Brasile per 1.647 milioni di euro, che per circa 963 milioni di euro si riferisce alla variazione del perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisto di CELG-D dello scorso 14 febbraio 2017 e per il resto prevalentemente per la rilevazione dei ricavi afferenti alle attività nette settoriali (CVA) delle società di distribuzione, i maggiori ricavi per le maggiori quantità generate dagli impianti di Cachoeira Dourada e infine l'incremento dei ricavi a seguito dell'apprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro (363 milioni di euro);
- > un decremento dei ricavi in Cile per 63 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della plusvalenza derivante dalla cessione della quota del 20% di GNL Quintero nel 2016 (171 milioni di euro) e della riduzione dei prezzi medi applicati sia nella distribuzione sia nella generazione; tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla plusvalenza di 144 milioni di euro derivante dalla cessione di Electrogas del primo trimestre 2017 e dal positivo andamento dei tassi di cambio (102 milioni di euro);
- > maggiori ricavi in Colombia per 58 milioni di euro, in particolare a seguito del positivo andamento dei cambi dovuto all'apprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro (65 milioni di euro);
- > incremento dei ricavi in Perù per 8 milioni di euro, principalmente per effetto della riduzione dei prezzi medi applicati, più che compensato dall'effetto cambio (29 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	271	203	68	33,5%
Brasile	707	466	241	51,7%
Cile	980	890	90	10,1%
Colombia	815	747	68	9,1%
Perù	337	300	37	12,3%
Altri Paesi	7	6	1	16,7%
Totale	3.117	2.612	505	19,3%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 3.117 milioni di euro, con un incremento di 505 milioni di euro (+19,3%) rispetto all'analogo periodo del 2016 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 68 milioni di euro, principalmente per effetto del diverso meccanismo regolatorio che ha caratterizzato i due periodi a confronto e nonostante l'avverso andamento dei cambi (pari a 32 milioni di euro);
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 90 milioni di euro, a seguito della minusvalenza di 163 milioni di euro su alcuni diritti di concessione delle acque, rilevata nel 2016 per l'abbandono di alcuni progetti idroelettrici (tra cui Puelo e Futaleufú) a cui si aggiunge il positivo andamento dei cambi (pari a 34 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla minore marginalità sulle vendite per la riduzione media dei prezzi applicati alle vendite e per le minori quantità vendute e per minori plusvalenze per 25 milioni di euro, così come commentato sopra nei ricavi;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 37 milioni di euro, principalmente connesso all'andamento dei cambi (pari a 11 milioni di euro) e a partite rilevate nel 2016 quali la minusvalenza di 18 milioni di euro per l'abbandono del progetto idroelettrico di Curibamba e i maggiori oneri accantonati, per 37 milioni di euro, in relazione a delle forniture di energia elettrica di Electroperu. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione media delle tariffe e minori quantità vendute.

- > un aumento del margine in Colombia per 68 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'effetto positivo dei cambi (pari a 34 milioni di euro);
- > un incremento del margine in Brasile per 241 milioni di euro, che risente, in particolare, dell'ingresso di CELG-D nel perimetro (pari a 74 milioni di euro), dell'effetto cambi positivo, pari a 75 milioni di euro, e della migliore marginalità principalmente delle società di distribuzione di Rio de Janeiro e della regione di Ceará.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	195	156	39	25,0%
Brasile	300	168	132	78,6%
Cile	730	667	63	9,4%
Colombia	685	638	47	7,4%
Perù	223	207	16	7,7%
Altri Paesi	5	3	2	66,7%
Totale	2.138	1.839	299	16,3%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017, inclusivo di ammortamenti e impairment per 979 milioni di euro (773 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016), è pari a 2.138 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016, un incremento di 299 milioni di euro, sostanzialmente in linea con il margine operativo lordo. I maggiori ammortamenti e impairment (che evidenziano un incremento complessivamente pari a 206 milioni di euro) sono principalmente da riferire alla già citata variazione dei cambi, all'effetto della variazione di perimetro per l'acquisto di CELG-D (54 milioni di euro), nonché al maggior adeguamento netto di valore dei crediti commerciali in Brasile e Argentina per 34 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Argentina	132	150	(18)	-12,0%
Brasile	1.143	868	275	31,7%
Cile	342	680	(338)	-49,7%
Colombia	176	157	19	12,1%
Perù	301	138	163	-
Altri Paesi	-	1	(1)	-
Totale	2.094	1.994	100	5,0%

Gli **investimenti** ammontano a 2.094 milioni di euro con un incremento di 100 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, l'incremento degli investimenti dei primi nove mesi del 2017 è riconducibile agli interventi sulla rete di distribuzione in Brasile, anche a seguito dell'acquisizione di CELG-D (149 milioni di euro) nonché agli investimenti in Perù per 163 milioni di euro per la costruzione di impianti eolici e solari che saranno in operation tra fine 2017 e inizio 2018.

Viene segnalata di contrario la riduzione degli investimenti in Cile nel settore delle rinnovabili a causa del completamento delle attività relativamente alla capacità produttiva entrata in funzione nel 2016.

Europa e Nord Africa

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni						2017	2016	Variazioni	
10.749	10.872	(123)	-1,1%	Termoelettrica				29.074	31.160	(2.086)	-6,7%
-	1.279	(1.279)	-	Nucleare				-	7.523	(7.523)	-
-	131	(131)	-	Idroelettrica				18	1.228	(1.210)	-98,5%
424	337	87	25,8%	Eolica				1.325	1.201	124	10,3%
49	48	1	2,1%	Altre fonti				124	124	-	-
11.222	12.667	(1.445)	-11,4%	Totale produzione netta				30.541	41.236	(10.695)	-25,9%
10.749	10.745	4	-	- di cui Russia				29.074	29.853	(779)	-2,6%
-	1.538	(1.538)	-	- di cui Slovacchia				-	9.684	(9.684)	-
-	-	-	-	- di cui Belgio				-	352	(352)	-
473	384	89	23,2%	- di cui altri Paesi				1.467	1.347	120	8,9%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2017 è pari a 30.541 milioni di kWh, con un decremento di 10.695 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016 principalmente riferibile alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente la cessione di Slovenské elektrárne (avvenuta a luglio 2016) e di Marcinelle Energie (avvenuta a novembre 2016). A tali effetti, si aggiunge il calo della generazione in Russia, da attribuire a un lieve calo del load factor degli impianti.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi					
2017	2016	Variazioni						2017	2016	Variazioni			
6.056	53,6%	6.835	53,7%	(779)	-11,4%	Gas naturale		15.901	51,9%	17.506	42,7%	(1.605)	-9,2%
5.241	46,4%	4.525	35,6%	716	15,8%	Carbone		14.762	48,1%	15.396	37,5%	(634)	-4,1%
-	-	1.375	10,8%	(1.375)	-	Combustibile nucleare		-	-	8.102	19,8%	(8.102)	-
11.297	100,0%	12.735	100,0%	(1.438)	-11,3%	Totale		30.663	100,0%	41.004	100,0%	(10.341)	-25,2%

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2017 ha fatto registrare un decremento di 10.341 milioni di kWh, attestandosi a 30.663 milioni di kWh. Il decremento del periodo, oltre a risentire delle citate variazioni del perimetro di consolidamento, evidenzia in Russia un maggior ricorso alla produzione dagli impianti a ciclo combinato e a carbone a scapito degli impianti a gas (che peraltro nel primo semestre del 2016 avevano subito un fermo temporaneo dell'impianto di Nevinnomisskaya).

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni						2017	2016	Variazioni	
3.926	3.786	140	3,7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel				11.454	11.064	390	3,5%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 390 milioni di kWh (+3,5%), passando da 11.064 milioni di kWh a 11.454 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2017. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati, che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica del Paese che investe sia i clienti residenziali sia quelli business.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni
1.800	1.598	202	12,6%	Mercato libero	4.431	6.162	(1.731) -28,1%
947	1.180	(233)	-19,7%	Mercato regolato	3.169	3.662	(493) -13,5%
2.747	2.778	(31)	-1,1%	Totale	7.600	9.824	(2.224) -22,6%
2.747	1.867	880	47,1%	- di cui Romania	7.600	5.623	1.977 35,2%
-	562	(562)	-	- di cui Francia	-	1.803	(1.803) -
-	349	(349)	-	- di cui Slovacchia	-	2.398	(2.398) -

Le vendite di energia effettuate nei primi nove mesi del 2017 registrano un decremento di 2.224 milioni di kWh, passando da 9.824 milioni di kWh a 7.600 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente la cessione di Slovenské elektrárne (avvenuta a luglio 2016) ed Enel France (avvenuta a dicembre 2016);
- > al forte incremento delle vendite di energia elettrica in Romania, dove per l'effetto della progressiva liberalizzazione del mercato, le vendite sul mercato libero hanno superato quelle sul mercato regolato.

Lo stesso andamento trova riscontro anche nel terzo trimestre 2017.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi		
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni
593	771	(178)	-23,1%	Ricavi	1.750	3.075	(1.325) 43,1%
132	188	(56)	-29,8%	Margine operativo lordo	409	609	(200) 32,8%
81	87	(6)	-6,9%	Risultato operativo	253	326	(73) 22,4%
				Investimenti	208 ⁽¹⁾	144 ⁽²⁾	64 44,4%

(1) Il dato non include 27 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2017.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	293	254	39	15,4%
Russia	277	257	20	7,8%
Slovacchia	-	188	(188)	-
Altri Paesi	23	72	(49)	-68,1%
Totale	593	771	(178)	-23,1%

I **ricavi** del terzo trimestre 2017 risultano pari a 593 milioni di euro con un decremento di 178 milioni di euro (-23,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne (188 milioni di euro), Marcinelle Energie (16 milioni di euro) ed Enel France (30 milioni di euro);
- > all'aumento dei ricavi in Romania per 39 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe di distribuzione;
- > all'aumento dei ricavi in Russia per 20 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, nonché alla crescita dei prezzi unitari di vendita che ha più che compensato il calo della produzione.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	57	102	(45)	-44,1%
Russia	60	48	12	25,0%
Slovacchia	-	34	(34)	-
Altri Paesi	15	4	11	-
Totale	132	188	(56)	-29,8%

Il **margin**e operativo lordo ammonta a 132 milioni di euro, registrando un decremento di 56 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2016. Tale variazione è principalmente relativa:

- > alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne (34 milioni di euro);
- > a una riduzione del margine operativo lordo in Romania per 45 milioni di euro che riflette l'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica;
- > a un incremento del margine operativo lordo in Russia per 12 milioni di euro, prevalentemente per effetto dei prezzi crescenti e di alcuni efficientamenti operativi (in particolare sul costo del personale), nonché del già citato effetto positivo del cambio.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	25	64	(39)	-60,9%
Russia	45	34	11	32,4%
Slovacchia	-	44	(44)	-
Altri Paesi	11	(55)	66	-
Totale	81	87	(6)	-6,9%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2017 è pari a 81 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2016, un decremento di 6 milioni di euro, e, oltre a riflettere le variazioni già commentate nel precedente paragrafo, tiene conto dei minori ammortamenti e perdite di valore per 50 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	847	767	80	10,4%
Russia	834	682	152	22,3%
Slovacchia	-	1.360	(1.360)	-
Altri Paesi	69	266	(197)	-74,1%
Totale	1.750	3.075	(1.325)	-43,1%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017 risultano pari a 1.750 milioni di euro con un decremento di 1.325 milioni di euro (-43,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale calo è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 1.360 milioni di euro, che dipendono dal deconsolidamento a seguito della cessione avvenuta a fine luglio 2016;
- > ai maggiori ricavi in Russia per 152 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto dell'apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (122 milioni di euro) a cui si associa un aumento dei prezzi unitari che ha più che compensato il calo della produzione;
- > all'incremento dei ricavi in Romania per 80 milioni di euro, riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe di distribuzione;
- > minori ricavi negli altri Paesi a seguito del deconsolidamento di Marcinelle Energie ed Enel France, il cui effetto è complessivamente pari a 195 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	171	266	(95)	-35,7%
Russia	200	126	74	58,7%
Slovacchia	-	191	(191)	-
Altri Paesi	38	26	12	46,2%
Totale	409	609	(200)	-32,8%

Il **margin**e operativo lordo ammonta a 409 milioni di euro, registrando un decremento di 200 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016. Tale andamento è principalmente relativo:

- > alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne per 191 milioni di euro;
- > a una riduzione del margine rilevata in Romania per 95 milioni di euro, che riflette l'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, dovuto a una crisi sull'offerta del mercato, che non sono poi riflessi nei prezzi praticati ai clienti;
- > a un incremento del margine operativo lordo in Russia per 74 milioni di euro prevalentemente riferibile all'effetto del apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, agli efficientamenti operativi realizzati e alla perdita di margine causata dal fermo di alcuni impianti nel primo semestre 2016.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	71	166	(95)	-57,2%
Russia	156	89	67	75,3%
Slovacchia	-	114	(114)	-
Altri Paesi	26	(43)	69	-
Totale	253	326	(73)	-22,4%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017 è pari a 253 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 73 milioni di euro. In particolare, oltre all'effetto derivante dalla cessione di Slovenské elektrárne (77 milioni di euro), i minori ammortamenti e impairment per complessivi 127 milioni di euro sono principalmente derivanti dall'impairment rilevato nei primi nove mesi del 2016 per adeguare al presumibile valore di realizzo le attività di Marcinelle Energie (52 milioni di euro)

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Romania	79	80	(1)	-1,2%
Russia	73	53	20	37,7%
Altri Paesi	56	11	45	-
Totale	208 ⁽¹⁾	144 ⁽²⁾	64	44,4%

(1) Il dato non include 27 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 208 milioni di euro, in aumento di 64 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > all'incremento in Russia per 20 milioni di euro, dovuto principalmente ad attività di manutenzione straordinaria sugli impianti;
- > sugli Altri Paesi c'è stato un incremento di 45 milioni di euro riferibile principalmente alla Grecia per 30 milioni di euro, e agli investimenti sull'impianto geotermico in Germania per 19 milioni di euro.

Nord e Centro America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
671	723	(52)	-7,2%	Idroelettrica	1.858	2.263	(405)	-17,9%
-	80	(80)	-	Geotermoelettrica	-	288	(288)	-
1.225	1.978	(753)	-38,1%	Eolica	4.679	6.650	(1.971)	-29,6%
81	17	64	-	Altre fonti	156	49	107	218,4%
1.977	2.798	(821)	-29,3%	Totale produzione netta	6.693	9.250	(2.557)	-27,6%
915	1.868	(953)	-51,0%	- di cui Stati Uniti e Canada	3.526	6.624	(3.098)	-46,8%
457	389	68	17,5%	- di cui Messico	1.477	1.171	306	26,1%
319	412	(93)	-22,6%	- di cui Panama	1.049	1.170	(121)	-10,3%
286	129	157	-	- di cui altri Paesi	641	285	356	124,9%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2017 è pari a 6.693 milioni di kWh, con un decremento di 2.557 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale decremento è attribuibile prevalentemente alla minore generazione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (-3.098 milioni di kWh) da riferire prevalentemente al deconsolidamento, avvenuto con decorrenza 30 novembre 2016, degli impianti di EGPNA REP; tale effetto viene, seppur in minima parte, compensato dalle maggiori quantità prodotte in Messico (+306 milioni di kWh) grazie alla messa in esercizio degli impianti Vientos del Altiplano e Palo Alto e in Costa Rica e Guatemala.

Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il terzo trimestre 2017.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
243	210	33	15,7%	Ricavi	608	672	(64)	-9,5%
108	143	(35)	-24,5%	Margine operativo lordo	326	470	(144)	-30,6%
58	60	(2)	-3,3%	Risultato operativo	181	259	(78)	-30,1%
				Investimenti	1.479	989	490	49,5%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2017.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	156	129	27	20,9%
Messico	36	37	(1)	-2,7%
Panama	31	34	(3)	-8,8%
Altri Paesi	20	10	10	-
Totale	243	210	33	15,7%

I **ricavi** del terzo trimestre 2017 ammontano a 243 milioni di euro, con un incremento di 33 milioni di euro (+15,7%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > a un incremento dei ricavi in Nord America per 27 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente a un incremento negli altri ricavi (82 milioni di euro) essenzialmente dovuti all'ingresso sul mercato dei servizi di gestione energetica intelligente a seguito dell'acquisto di EnerNOC; tale effetto è in parte compensato dalla riduzione dei ricavi da tax partnership (22 milioni di euro) e dalle minori vendite di energia all'ingrosso (32 milioni di euro, principalmente per effetto del deconsolidamento degli impianti del perimetro di EGPNA REP);
- > ai minori ricavi in Messico per 1 milione di euro derivanti da maggiori ricavi da vendita di energia elettrica mediante contratti bilaterali, più che compensati dalla riduzione di altri ricavi per la rilevazione nel 2016 di un aggiustamento prezzo positivo relativo all'acquisizione (avvenuta nel 2012) di Stipa Nayaá per 19 milioni di euro;
- > al decremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 3 milioni di euro per effetto delle peggiori condizioni di idraulicità nel periodo;
- > a un incremento di 10 milioni di euro derivanti da maggiori ricavi per vendita di energia in Guatemala (4 milioni di euro) e Costa Rica (6 milioni di euro) a seguito della maggiore produzione da riferire all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	53	87	(34)	-39,1%
Messico	23	29	(6)	-20,7%
Panama	20	23	(3)	-13,0%
Altri Paesi	12	4	8	-
Totale	108	143	(35)	-24,5%

Il **margine operativo lordo** ammonta nel terzo trimestre 2017 a 108 milioni di euro, in decremento di 35 milioni di euro (-24,5%) rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale decremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Nord America per 34 milioni di euro derivante dal margine operativo lordo positivo relativo all'acquisizione di EnerNOC che è stato più che compensato dai minori ricavi sopra commentati;
- > al decremento del margine in Messico per 6 milioni di euro, per la riduzione dei ricavi come sopra commentato nonché per l'incremento di costi per servizi connessi al business elettrico (3 milioni di euro) e costi del personale (1 milione di euro);
- > a un decremento del margine realizzato nella Repubblica di Panama per 3 milioni di euro a seguito dei minori ricavi di vendita energia come sopra commentato;
- > a un incremento del margine degli altri Paesi per 8 milioni di euro, per quanto sopra commentato nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	26	34	(8)	-23,5%
Messico	11	6	5	83,3%
Panama	17	20	(3)	-15,0%
Altri Paesi	4	-	4	-
Totale	58	60	(2)	-3,3%

Il **risultato operativo**, pari a 58 milioni di euro, registra un decremento di 2 milioni di euro, in relazione alla minore marginalità conseguita, solo parzialmente compensata dai minori ammortamenti e perdite di valore per 33 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	335	451	(116)	-25,7%
Messico	106	87	19	21,8%
Panama	112	103	9	8,7%
Altri Paesi	55	31	24	77,4%
Totale	608	672	(64)	-9,5%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017 si attestano a 608 milioni di euro con un decremento di 64 milioni di euro (-9,5%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > a un calo dei ricavi in Stati Uniti e Canada per 116 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dei minori ricavi da vendita energia conseguenti le minori quantità prodotte (principalmente per effetto del deconsolidamento degli impianti del perimetro di EGPNA REP) e dei minori ricavi da tax partnership, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalla variazione di perimetro conseguente l'acquisizione di EnerNOC, avvenuta il 7 agosto 2017, per 86 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi in Messico per 19 milioni di euro, da riferire principalmente alle quantità prodotte dai nuovi impianti eolici Vientos del Altiplano e Palo Alto;
- > all'incremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 9 milioni di euro da attribuire a un incremento dei prezzi di vendita nonché dell'effetto positivo dei cambi che hanno più che compensato le sfavorevoli condizioni di idraulicità nell'impianto di Fortuna;
- > ai maggiori ricavi negli altri Paesi, di cui 16 milioni di euro riferiti al Costa Rica e 8 milioni di euro al Guatemala, da riferire all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	146	322	(176)	-54,7%
Messico	72	65	7	10,8%
Panama	74	69	5	7,2%
Altri Paesi	34	14	20	-
Totale	326	470	(144)	-30,6%

Il **margin** operativo lordo dei primi nove mesi del 2017 ammonta a 326 milioni di euro, in decremento di 144 milioni di euro (-30,6%) rispetto ai primi nove mesi del 2016.

Tale decremento è riferibile al calo del margine realizzato in Stati Uniti e Canada per 176 milioni di euro, attribuibile alle stesse motivazioni presentate nel commento ai ricavi, il cui effetto è solo parzialmente compensato negli altri Paesi della Region (nel dettaglio, Costa Rica per 14 milioni di euro, Messico per 7 milioni di euro e Panama per 5 milioni di euro) dagli effetti dell'entrata in esercizio di nuovi impianti e del rafforzamento delle valute locali nei confronti dell'euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	70	171	(101)	-59,1%
Messico	36	23	13	56,5%
Panama	65	60	5	8,3%
Altri Paesi	10	5	5	-
Totale	181	259	(78)	-30,1%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017, pari a 181 milioni di euro, registra un decremento di 78 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 66 milioni di euro, sempre da riferire agli impianti di EGPNA REP; tale effetto è principalmente compensato ai maggiori ammortamenti connessi all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	993	758	235	31,0%
Messico	452	130	322	-
Panama	8	39	(31)	-79,5%
Altri Paesi	26	62	(36)	-58,1%
Totale	1.479	989	490	49,5%

Gli investimenti dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 1.479 milioni di euro, in incremento di 490 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, da attribuire ai maggiori investimenti in impianti da fonte eolica negli Stati Uniti, in particolare Oklahoma e Missouri, e in impianti fotovoltaici nello Stato di Zacatecas in Messico.

Africa Sub-Sahariana e Asia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
285	149	136	91,3%	Eolica		680	310	370	-
132	15	117	-	Altre fonti		419	24	395	-
417	164	253	-	Totale		1.099	334	765	-
307	29	278	-	- di cui Sudafrica		825	38	787	-
110	136	(26)	-19,1%	- di cui India		274	297	(23)	-7,7%

La produzione netta è pari nei primi nove mesi del 2017 a 1.099 milioni di kWh (417 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2016 di 765 milioni di kWh (253 milioni di kWh nel terzo trimestre 2017). Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di energia eolica (+370 milioni di kWh) e solare (+395 milioni di kWh) realizzata in Sudafrica a seguito dell'entrata in esercizio di alcuni impianti. In calo risulta invece la produzione registrata in India a causa dell'allagamento e indisponibilità dell'impianto Vaju 1 nel mese di agosto.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2017.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
26	9	17	-	Ricavi		72	18	54	-
19	6	13	-	Margine operativo lordo		47	7	40	-
8	(3)	11	-	Risultato operativo		15	(5)	20	-
				Investimenti		25	253	(228)	-90,1%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2017.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016,00	Variazioni	
Sudafrica	20	2	18	-
India	6	7	(1)	-14,3%
Totale	26	9	17	-

I **ricavi** del terzo trimestre 2017 ammontano a 26 milioni di euro, con un incremento di 17 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente grazie alla produzione di energia eolica e solare degli impianti sudafricani che sono entrati in esercizio a partire dal secondo semestre 2016 (Sublunary, Nojoli, Pulida, Adams 2, Electra, Gibson Bay e Tobivox).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Sudafrica	16	1	15	-
India	3	5	(2)	-40,0%
Altri Paesi	-	-	-	-
Totale	19	6	13	-

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel terzo trimestre 2017, a 19 milioni di euro, in incremento di 13 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016 a seguito degli stessi fenomeni commentati nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2017	2016	Variazioni	
Sudafrica	6	(7)	13	-
India	2	4	(2)	-50,0%
Altri Paesi	-	-	-	-
Totale	8	(3)	11	-

Il **risultato operativo**, pari a 8 milioni di euro, registra un incremento di 11 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Sudafrica	58	3	55	-
India	14	15	(1)	-6,7%
Totale	72	18	54	-

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017 si attestano a 72 milioni di euro, con un incremento di 54 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è riconducibile all'entrata in esercizio e alla conseguente maggiore produzione di impianti sudafricani.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Sudafrica	40	(3)	43	-
India	8	10	(2)	-20,0%
Altri Paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	47	7	40	-

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2017 ammonta a 47 milioni di euro, in incremento di 40 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016. La variazione è riferita all'entrata in esercizio e alla maggior produzione degli impianti sudafricani.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Sudafrica	13	(11)	24	-
India	3	6	(3)	-50,0%
Altri Paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	15	(5)	20	-

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017, pari a 15 milioni di euro, registra un incremento di 20 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 20 milioni di euro, da riferire principalmente alla messa in esercizio di sei impianti in Sudafrica nel corso del 2016.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Sudafrica	22	253	(231)	-91,3%
India	2	-	2	-
Altri Paesi	1	-	1	-
Totale	25	253	(228)	-90,1%

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 25 milioni di euro, in decremento di 228 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti fotovoltaici in Sudafrica.

Altro, elisioni e rettifiche

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2017	2016	Variazioni		2017	2016	Variazioni		
124	189	(65)	-34,4%	Ricavi (al netto delle elisioni)	278	602	(324)	-53,8%
(84)	(25)	(59)	-	Margine operativo lordo	(230)	(103)	(127)	-
(88)	(35)	(53)	-	Risultato operativo	(241)	(184)	(57)	-31,0%
				Investimenti	8	20 ⁽¹⁾	(12)	-60,0%

(1) Il dato non include 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del terzo trimestre 2017 risultano pari a 124 milioni di euro, con un decremento di 65 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-34,4%) a seguito della riduzione delle management fee su servizi prestati ad altre divisioni del Gruppo oltre che al completamento dei lavori in corso su ordinazione.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2017, negativo per 84 milioni di euro, si è ridotto di 59 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016 per effetto di quanto indicato per l'andamento dei ricavi.

Il **risultato operativo**, negativo per 88 milioni di euro, risulta in riduzione di 53 milioni di euro rispetto al valore registrato nel terzo trimestre 2016.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2017, al netto delle elisioni, risultano pari a 278 milioni di euro, con un decremento di 324 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (-53,8%).

Tale decremento è essenzialmente attribuibile a:

- > minori ricavi di ingegneria per un importo di 109 milioni di euro a seguito dell'incorporazione di Enel Ingegneria e Ricerca in Enel Produzione con confluenza del dato nel segmento Italia;
- > confluenza nel segmento Iberia di 94 milioni di euro a seguito della cessione del ramo di Information Technology da Enel Iberia a Endesa;
- > minori ricavi per 80 milioni di euro per la riduzione delle management fee su servizi prestati ad altre divisioni del Gruppo;
- > alla plusvalenza rilevata nei primi nove mesi del 2016 relativamente alla cessione di Compostilla Re per 19 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2017, negativo per 230 milioni di euro, registra un decremento di 127 milioni di euro e riflette essenzialmente la riduzione dei ricavi.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2017, è negativo per 241 milioni di euro e registra un decremento di 57 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 70 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 8 milioni di euro, con un decremento di 12 milioni di euro rispetto al valore registrato nei primi nove mesi del 2016.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

Il capitale investito netto è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto.

Milioni di euro					
	al 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazioni		
Attività immobilizzate nette:					
- attività materiali e immateriali	91.701	92.318	(617)	-0,7%	
- avviamento	13.660	13.556	104	0,8%	
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.565	1.558	7	0,4%	
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.394)	(802)	(592)	-73,8%	
Totale attività immobilizzate nette	105.532	106.630	(1.098)	-1,0%	
Capitale circolante netto:					
- crediti commerciali	13.596	13.506	90	0,7%	
- rimanenze	2.924	2.564	360	14,0%	
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.751)	(3.592)	(159)	4,4%	
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.079)	(5.201)	(878)	16,9%	
- debiti commerciali	(11.136)	(12.688)	1.552	12,2%	
Totale capitale circolante netto	(4.446)	(5.411)	965	17,8%	
Capitale investito lordo	101.086	101.219	(133)	-0,1%	
Fondi diversi:					
- benefici ai dipendenti	(2.529)	(2.585)	56	2,2%	
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.219)	(8.517)	298	3,5%	
Totale fondi diversi	(10.748)	(11.102)	354	3,2%	
Attività nette possedute per la vendita	216	11	205	-	
Capitale investito netto	90.554	90.128	426	0,5%	
Patrimonio netto complessivo	52.613	52.575	38	0,1%	
Indebitamento finanziario netto	37.941	37.553	388	1,0%	

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2017 è pari a 90.554 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.613 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.941 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2017 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,72 (0,71 al 31 dicembre 2016).

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 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.309	7.446	863	11,6%
- obbligazioni	31.171	32.401	(1.230)	-3,8%
- debiti verso altri finanziatori	1.415	1.489	(74)	-5,0%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>40.895</i>	<i>41.336</i>	<i>(441)</i>	<i>-1,1%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.912)	(2.621)	(291)	-11,1%
Indebitamento netto a lungo termine	37.983	38.715	(732)	-1,9%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.164	749	415	55,4%
- altri finanziamenti a breve verso banche	110	909	(799)	-87,9%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.274</i>	<i>1.658</i>	<i>(384)</i>	<i>-23,2%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	4.607	3.446	1.161	33,7%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	192	189	3	1,6%
Commercial paper	2.641	3.059	(418)	-13,7%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	485	1.286	(801)	-62,3%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	679	414	265	64,0%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>8.604</i>	<i>8.394</i>	<i>210</i>	<i>2,5%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.174)	(767)	(407)	-53,1%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(498)	(128)	(370)	-
Crediti finanziari - cash collateral	(2.473)	(1.082)	(1.391)	-
Altri crediti finanziari a breve termine	(581)	(911)	330	36,2%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.194)	(8.326)	3.132	37,6%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(9.920)</i>	<i>(11.214)</i>	<i>1.294</i>	<i>11,5%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(42)	(1.162)	1.120	96,4%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	37.941	37.553	388	1,0%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	897	-	897	-

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

L'indebitamento finanziario netto è pari a 37.941 milioni di euro al 30 settembre 2017, con un incremento di 388 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un decremento di 732 milioni di euro, quale saldo dell'aumento dei crediti finanziari per 291 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine per 441 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 8.309 milioni di euro, registrano un incremento di 863 milioni di euro dovuto principalmente al tiraggio di finanziamenti bancari a lungo termine da parte di Enel SpA per un controvalore di 992 milioni di euro, a finanziamenti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti a Endesa SA per 300 milioni di

euro e a e-distribuzione per 100 milioni di euro e a finanziamenti bancari concessi a società del Sud America per un controvalore di 547 milioni di euro. L'incremento è parzialmente compensato dalla riclassifica nella quota corrente dei finanziamenti bancari a lungo termine e dalle variazioni del perimetro di consolidamento;

- > le obbligazioni, pari a 31.171 milioni di euro, presentano un decremento di 1.230 milioni di euro rispetto a fine 2016 dovuto principalmente:
 - a nuove emissioni di prestiti obbligazionari tra i quali si segnalano:
 - > 1.250 milioni di euro relativi a un Green Bond a tasso fisso, con scadenza nel 2024, emesso da Enel Finance International a gennaio 2017;
 - > 225 milioni di franchi svizzeri (equivalenti a 196 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, con scadenza nel 2024 emesso da Enel Finance International a marzo 2017;
 - > 5.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 4.235 milioni di euro) relativi a un bond multi-tranche con scadenze 2022, 2027 e 2047, emesso da Enel Finance International a maggio 2017;
 - > 183 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali da parte delle società del Sud America;
 - al riacquisto da parte di Enel Finance International di un prestito obbligazionario in dollari statunitensi, con scadenza originaria nel mese di luglio 2019, per un controvalore di 1.479 milioni di euro;
 - alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui si evidenziano tre prestiti emessi da Enel SpA per un valore complessivo di 3.582 milioni di euro, due prestiti a tasso fisso emessi da Enel Finance International per un controvalore pari a 598 milioni di euro e obbligazioni in moneta locale emesse dalle società Sud Americane per un controvalore di 165 milioni di euro;
 - a differenze positive di cambio per 1.511 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei prestiti obbligazionari).

Nel corso dei primi nove mesi del 2017 sono stati effettuati i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:

- due prestiti obbligazionari a tasso fisso per un controvalore di 1.891 milioni di euro emessi da Enel Finance International e scaduti nei mesi di luglio e settembre 2017;
- un prestito obbligazionario a tasso fisso pari a 909 milioni di euro emesso da Enel SpA e scaduto nel mese di giugno 2017;
- un controvalore di 322 milioni di euro relativo a obbligazioni emesse da società del Sud America.

Tra i contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2017, nel mese di luglio e-distribuzione ha siglato con la Banca Europea per gli Investimenti un finanziamento di 500 milioni di euro per la sostituzione dei contatori digitali; al 30 settembre 2017 risultano tirati 100 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 42 milioni di euro al 30 settembre 2017 con una riduzione di 1.120 milioni di euro rispetto a fine 2016, quale risultante dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 210 milioni di euro e del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.294 milioni di euro, parzialmente compensati dal decremento dei debiti bancari a breve termine per 384 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.604 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper in capo a Enel Finance International e International Endesa BV per complessivi 2.641 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi pari a 4.607 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 2.473 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 485 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 9.920 milioni di euro, con un decremento di 1.294 milioni di euro rispetto a fine 2016, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 3.132 milioni di euro, parzialmente compensato dall'incremento dei crediti per cash collateral pari a 1.391 milioni di euro e della quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine pari a 407 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2017 è positivo per 7.161 milioni di euro, in aumento di 395 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente in conseguenza della accresciuta porzione di margine operativo lordo convertito in cassa, pur in presenza di un calo dello stesso margine in termini assoluti.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** dei primi nove mesi del 2017 ha assorbito liquidità per 6.237 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2016 ne aveva assorbita per 4.768 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 5.547 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017, si incrementano di 43 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati nella generazione da fonti rinnovabili.

Nei primi nove mesi del 2017, gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 864 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisto di CELG-D, società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás, nonché di EnerNOC società operante nelle reti di active demand response e nella fornitura di servizi software di energy intelligence, in Nord America, Europa e Asia-Pacifico.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 19 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione di alcune società minori operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Spagna. L'analoga voce nei primi nove mesi del 2016 ammonta a 727 milioni di euro e include:

- > la cessione delle società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia per 313 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 di GNL Quintero, società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%, per 177 milioni di euro;
- > nonché la cessione di alcune società minori in Nord America.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi nove mesi del 2017, pari a 155 milioni di euro, è essenzialmente correlata alla cessione della partecipazione in Electrogas.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 3.747 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2016 ne aveva assorbita per 6.516 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2017 è sostanzialmente relativo alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 557 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.782 milioni di euro.

Nei primi nove mesi del 2017 il cash flow generato dall'attività operativa per 7.161 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 3.747 milioni di euro e da attività di investimento pari a 6.237 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2017 risultano pari a 5.208 milioni di euro a fronte di 8.326 milioni di euro di fine 2016.

Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 295 milioni di euro.

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2017

Accordo con Amber Kinetics per l'accumulo di energia

Il 6 luglio 2017 Enel ha siglato un accordo di due anni con Amber Kinetics, una start-up statunitense nata da un'iniziativa di alcuni professori e ricercatori dell'università californiana di Berkeley, con l'obiettivo di valutare l'innovativa tecnologia di stoccaggio flywheel, un sistema elettromeccanico costituito da una massa rotante di grandi dimensioni in grado di accumulare energia. In base all'accordo, Enel studierà e testerà la tecnologia per individuare applicazioni commerciali su larga scala che integrano la tecnologia nella rete. Al termine della fase di test di tre mesi su due unità sincronizzate in uno dei siti di collaudo di Amber Kinetics in California, Enel valuterà la possibilità di utilizzare il modello 40 kW/160 kWh della tecnologia per un progetto pilota in una delle sue centrali termiche.

Il sistema flywheel in acciaio da 5.000 libbre (intorno a 2.267 kg) si carica convertendo l'energia elettrica proveniente dalla centrale alla quale è abbinato o dalla rete elettrica nell'energia cinetica del flywheel in movimento, il quale presenta periodi di carica che possono durare fino a quattro ore. Nelle fasi di picco della domanda, il sistema avvia un generatore – in modo automatico o attraverso un sistema di controllo – che trasforma l'energia cinetica in energia elettrica immessa poi nella rete.

Accordo per l'individuazione di start-up nel settore dell'accesso all'energia in Africa

Il 10 luglio 2017 Enel Green Power ha siglato un accordo di cooperazione con la società svizzera Seedstars World per il lancio dell'Africa Energy Track, un concorso per individuare start-up innovative nel settore dell'accesso all'energia elettrica in Africa che si inserisce nel quadro della competizione per start-up di Seedstars World. L'obiettivo del progetto è di promuovere tecnologie e imprenditoria nelle aree rurali subsahariane, con l'introduzione di soluzioni energetiche innovative incentrate sulla mobilità elettrica, l'accumulo energetico, la generazione distribuita e l'efficienza energetica, contribuendo così agli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDGs), e in particolare l'SDG7, che mira a garantire a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e sostenibili.

Accordo con Cisco su digitalizzazione e servizi innovativi

Il 12 luglio 2017, Enel e Cisco hanno firmato un Protocollo di Intesa per sviluppare soluzioni digitali innovative nel settore dell'energia con l'obiettivo di sfruttare al meglio tutte le potenzialità delle tecnologie di telecomunicazione, di sicurezza informatica e dell'Internet delle Cose, per creare nuovi servizi e una smart grid ancora più sicura, intelligente e affidabile, al servizio del Paese. Questo traguardo potrà essere raggiunto anche grazie a un programma di formazione specialistica, che permetterà non solo ai dipendenti Enel, ma anche a numerosi studenti e professionisti, di aggiornare le proprie competenze acquisendo le conoscenze necessarie per gestire, controllare e mantenere protetta una rete in cui tecnologie digitali e tecnologie elettriche tradizionali sono sempre più connesse tra di loro.

Aggiudicazione di una gara per energia rinnovabile in Spagna

In data 26 luglio Enel Green Power España si è aggiudicata 339 MW di capacità solare in Spagna nell'ambito di una gara per l'energia rinnovabile. Gli impianti, per la cui costruzione è previsto un investimento di circa 270 milioni di euro, venderanno l'energia prodotta sul pool market in Spagna, con incentivi del Governo spagnolo, tramite capacity payment annui, per garantire un rendimento costante sui 25 anni di vita degli impianti. I progetti fotovoltaici, che dovrebbero entrare in esercizio entro il 2019, saranno situati nelle regioni di Murcia e Bajadóz e, una volta in esercizio, produrranno circa 640 GWh all'anno.

Finanziamento BEI per i contatori elettronici

Il 28 luglio 2017 si è perfezionata una prima tranche di 500 milioni di euro, destinati dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) al piano di e-distribuzione per la sostituzione dei contatori digitali in Italia. Il piano – di cui BEI contribuirà a finanziare parte degli investimenti relativi al periodo 2017-2021 – prevede complessivamente, su un arco temporale di 15 anni, l'installazione di circa 41 milioni di misuratori di nuova generazione, denominati 2.0, di cui circa 32 milioni in sostituzione degli attuali contatori di prima generazione e i restanti per nuove connessioni e richieste dei clienti. La sostituzione dei contatori attualmente in uso con quelli di nuova generazione deriva dalla necessità per le imprese distributrici di energia elettrica di adottare sistemi di misurazione intelligenti che soddisfino i requisiti stabiliti dall'Unione Europea in materia di efficienza energetica (direttiva europea 2012/27/UE recepita in Italia con il decreto legislativo 102/2014).

Lo scenario energetico degli ultimi anni ha reso infatti sempre più evidente l'importanza della gestione tempestiva di informazioni aggiuntive e più dettagliate, che possano supportare l'attività degli operatori del servizio elettrico e dei loro clienti. La tecnologia di Open Meter consentirà di promuovere l'efficienza energetica, aumentare la consapevolezza dei comportamenti di consumo, favorire la concorrenza nei servizi post-contatore e sviluppare il mercato della domotica. Il piano di e-distribuzione ha ottenuto il riconoscimento di Progetto di interesse comune (PCI) da parte dell'Unione Europea, e rientra nei filoni di attività della BEI nei settori dell'energia, lotta al cambiamento climatico e sostegno alle aree convergenza (le zone meno avanzate economicamente), poiché il 40% dei contatori è localizzato nel Sud Italia, Sicilia e Sardegna.

Riacquisto di prestiti obbligazionari denominati in dollari statunitensi

In data 2 agosto 2017, Enel Finance International ("EFI"), ha acquistato per cassa l'intero ammontare di un prestito obbligazionario pari a 1.750.000.000 dollari statunitensi emesso dalla stessa EFI e garantito da Enel. L'operazione è effettuata sulla base della "make whole call option" prevista nel contratto originale, mediante la quale è possibile rimborsare anticipatamente il finanziamento a un prezzo di estinzione calcolato sulla base del valore attuale dei pagamenti e degli interessi, scontati a un tasso maggiorato di 30 basis point.

Il riacquisto viene effettuato nel contesto della strategia di ottimizzazione della struttura delle passività del Gruppo Enel mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito.

Acquisto di EnerNOC

Il 7 agosto 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA"), ha perfezionato l'offerta su tutte le azioni circolanti di EnerNOC, per un corrispettivo totale di circa 250 milioni di dollari statunitensi.

EnerNOC ha reti di active demand response in Nord America, Europa e Asia-Pacifico. Inoltre, EnerNOC fornisce un software di energy intelligence che consente alle imprese di aumentare l'efficienza energetica delle proprie strutture, semplificare la gestione della bolletta e di facilitare attività di reporting. Gli strumenti e i servizi di approvvigionamento energetico della società aiutano i clienti ad acquistare l'energia in modo più strategico, a gestire i rischi e ottimizzare i prezzi.

Il perfezionamento dell'acquisizione è avvenuto a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA agli azionisti per una quota non inferiore alla maggioranza azionaria di EnerNOC. Un totale di circa 22.447.759 azioni sono state validamente immesse nell'offerta e non ritirate, pari a circa il 71,61% del capitale circolante di EnerNOC a un prezzo cash di 7,67 dollari statunitensi per azione, ovvero un premio del 42% circa rispetto al prezzo di chiusura della società al 21 giugno 2017 e del 38% rispetto al prezzo medio ponderato su 30 giorni. In seguito all'accettazione delle azioni offerte, EGPNA ha completato l'operazione acquisendo il 100% della proprietà della società. A seguito della fusione, si procederà al delisting di EnerNOC.

Accordo di tax partnership per il parco eolico Red Dirt (USA)

Il 17 agosto 2017 Enel Green Power North America (“EGPNA”) attraverso la controllata Red Dirt Wind Holdings ha siglato un accordo di tax equity del valore di circa 340 milioni di dollari statunitensi con MUFG e Allianz Renewable Energy Partners of America (“Allianz”), che ha per oggetto il parco eolico Red Dirt in Oklahoma, con una capacità installata totale di circa 300 MW.

In base all'accordo, comunemente utilizzato nello sviluppo di impianti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, MUFG e Allianz corrisponderanno l'importo sopra indicato al proprietario del parco eolico Red Dirt Wind Holdings, acquistando il 100% dei titoli di classe “B” del progetto. La partecipazione al progetto consentirà ai due investitori di ottenere, a determinate condizioni fissate dalla normativa fiscale statunitense, una percentuale dei benefici fiscali dell'impianto Red Dirt. A sua volta, EGPNA, attraverso Red Dirt Wind Holdings, manterrà al 100% la proprietà dei titoli di “Classe A”, e quindi la gestione del progetto. L'accordo garantisce, da parte dei due investitori, l'impegno al finanziamento, il cui perfezionamento è previsto all'avvio dell'operatività commerciale dell'impianto eolico Red Dirt. L'accordo fiscale beneficia di una “parent company guarantee” di Enel SpA.

L'impianto Red Dirt, la cui costruzione è iniziata in aprile, dovrebbe entrare in servizio entro la fine del 2017.

L'investimento ammonta a circa 420 milioni di dollari statunitensi, e si iscrive nel quadro degli investimenti previsti dall'attuale piano strategico di Enel.

Riorganizzazione societaria in Cile

Il 25 agosto 2017 il Consiglio di Amministrazione della società controllata Enel Chile ha dato avvio all'analisi di una possibile riorganizzazione delle partecipazioni societarie del Gruppo Enel in Cile basata su una proposta non vincolante formulata dalla stessa Enel Chile e trasmessa a Enel nel mese di luglio. L'avvio dell'analisi segue l'esame da parte del Consiglio di Amministrazione di Enel Chile di una lettera trasmessa in pari data da Enel nella quale quest'ultima ha espresso, in via preliminare, una valutazione favorevole sulla citata proposta di riorganizzazione. Nell'esprimere tale valutazione favorevole, Enel ha constatato che l'operazione risulta in linea con alcuni degli obiettivi strategici del Gruppo, fra cui la semplificazione degli assetti proprietari delle società quotate cilene del Gruppo stesso. La proposta di riorganizzazione societaria prevede due fasi, ciascuna delle quali risulta condizionata alla realizzazione dell'altra:

- > l'integrazione in Enel Chile degli asset rinnovabili cileni attualmente posseduti da Enel Green Power Latin America tramite fusione per incorporazione di quest'ultima nella stessa Enel Chile;
- > il lancio da parte di Enel Chile di un'offerta pubblica di acquisto e di scambio (“OPAS”) sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute da soci di minoranza (pari a circa il 40% del capitale sociale), la cui efficacia sarà subordinata all'acquisizione di un numero complessivo di azioni tale da consentire a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione in Enel Generación Chile a oltre il 75% del capitale sociale dall'attuale 60%.

Si prevede che il corrispettivo dell'OPAS sia costituito in parte da denaro e in parte da azioni che Enel Chile provvederà a emettere tramite aumento di capitale. L'efficacia dell'OPAS sarà inoltre subordinata all'approvazione da parte dell'Assemblea degli azionisti di Enel Generación Chile di una modifica allo Statuto sociale che consenta – in linea con quanto indicato nella citata lettera trasmessa da Enel – di rimuovere i limiti al possesso azionario che attualmente non permettono a un singolo azionista di possedere oltre il 65% del capitale della società.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Chile ha, inoltre, condiviso le condizioni basilari cui Enel ha dichiarato, nella lettera sopra indicata, di subordinare il proprio appoggio all'operazione descritta. Tali condizioni prevedono che l'operazione stessa:

- > debba essere effettuata a condizioni di mercato, tenendo in adeguata considerazione le prospettive di crescita della generazione da fonti rinnovabili in Cile;

- > debba consentire a Enel, una volta conclusa, di mantenere una partecipazione azionaria in Enel Chile sostanzialmente analoga a quella attuale (60,6%), senza che Enel possa perdere, in alcun momento, il controllo di Enel Chile, nel rispetto del limite statutario di possesso azionario pari al 65% del relativo capitale sociale;
- > debba assicurare un incremento dell'“earnings per share” (“EPS”) di Enel Chile.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Chile ha infine deliberato di avviare, oltre alla suddetta analisi, anche gli approfondimenti e le ulteriori attività funzionali a verificare la concreta fattibilità dell'operazione sopra descritta e ha dichiarato che quest'ultima è soggetta alla locale disciplina delle operazioni con parti correlate.

Riconoscimenti internazionali per Enel

Il 7 settembre 2017 è stato reso noto che Enel è al 20esimo posto della lista “**Change the World**” di **Fortune**, che classifica le 50 principali aziende nel mondo che hanno un impatto sociale positivo attraverso le attività che sono parte della loro strategia di business e delle loro operazioni. Il Gruppo è l'unica utility e la sola azienda italiana a figurare nell'elenco. La lista mira a promuovere l'idea che il capitalismo vada sostenuto per la sua capacità di apportare benefici. Fortune dà inizio alla selezione con una procedura di candidatura aperta a organizzazioni del mondo economico, accademico e non-profit, in tutto il mondo in collaborazione con, tra gli altri, FSG, un'azienda di consulenza non-profit che si occupa di impatto sociale e con la Shared Value Initiative, una piattaforma globale per organizzazioni alla ricerca di soluzioni economiche per le sfide sociali. Una squadra di giornalisti di Fortune vaglia in modo indipendente ciascun candidato.

Nella stessa data, Enel, per il quattordicesimo anno consecutivo, è stata confermata nel **Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World)**. Nell'indice è stata inclusa anche Endesa, la controllata spagnola del Gruppo. Enel ed Endesa sono due delle otto aziende del settore delle utility inserite a livello globale nell'indice.

Enel ha registrato una performance particolarmente brillante nella categoria Ambiente, con un punteggio di 100/100 in Climate Strategy, Water-related Risks, Biodiversity ed Environmental Reporting. Il Gruppo ha inoltre ottenuto il punteggio massimo nei segmenti Policy Influence, che misura la trasparenza e il livello di disclosure sulle attività di advocacy, e Materiality, che si riferisce alla capacità della Società di conciliare la strategia con le aspettative degli stakeholder.

Stipula di contratti di vendita di energia a lungo termine negli USA

Il 13 settembre 2017 Anheuser-Busch ed Enel Green Power (“EGP”) hanno firmato un accordo di fornitura energetica (“PPA”), in virtù del quale Anheuser-Busch acquisterà l'energia fornita alla rete, e i crediti da elettricità rinnovabile associati, derivante da una porzione della produzione del parco eolico Thunder Ranch di EGP, pari a 152,5 MW. La partnership nell'eolico fra EGP e Anheuser-Busch rappresenta il primo progetto su scala industriale contrattualizzato dal produttore di birra a livello globale ed entrerà in vigore con l'entrata in esercizio del parco eolico di Thunder Ranch, prevista per fine 2017. Nel dettaglio, mediante un Virtual Power Purchase Agreement (VPPA), EGP venderà ad Anheuser-Busch l'elettricità fornita alla rete da una porzione di 152,5 MW del parco eolico Thunder Ranch, dando un significativo impulso all'acquisto di energia rinnovabile della società.

Aggiudicazione di una gara per energia rinnovabile in Brasile

In data 28 settembre Enel Brasil si è aggiudicata una concessione trentennale per la centrale idroelettrica già in esercizio di Volta Grande da 380 MW, nel sud-est del Brasile. La concessione è stata aggiudicata a seguito dell'asta pubblica “Leilão de Concessões não prorrogadas” organizzata dal Governo federale brasiliano tramite l'ANEEL, l'Agenzia brasiliana per l'energia elettrica. L'investimento di Enel ammonterà a un totale di circa 1,4 miliardi di real brasiliani (BRL),

pari a circa 445 milioni di dollari statunitensi, per la concessione idroelettrica, in linea con quanto previsto dal piano strategico del Gruppo. L'impianto è supportato dalla concessione trentennale che prevede ricavi annui da generazione garantiti.

Dopo la firma della concessione, prevista a novembre, la capacità idroelettrica di Enel nel Paese salirà a 1.270 MW dagli attuali 890 MW. Secondo quanto previsto dalla gara, Enel dovrebbe prendere possesso dell'impianto a gennaio 2018, dopodiché la gestione sarà affidata alla controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda.

Sequestro della centrale di Brindisi

Il 28 settembre 2017 è stato notificato a Enel Produzione il provvedimento con il quale il giudice per le indagini preliminari di Lecce dispone il sequestro della centrale termoelettrica di Brindisi - Cerano.

Detto provvedimento si inserisce nel contesto di una indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri c.d. "leggere", ovvero prodotte dalla combustione del carbone e captate dai sistemi di abbattimento dei fumi della suddetta centrale. L'indagine coinvolge anche Cementir, impresa cementiera alla quale erano destinate le ceneri per la produzione del cemento, e la società ILVA che forniva a Cementir altri residui per la produzione di cemento.

Nell'ambito di detta indagine, alcuni dirigenti/dipendenti della società sono indagati per traffico illecito di rifiuti e miscelazione non autorizzata degli stessi.

Il provvedimento di sequestro, al fine di garantire la continuità aziendale, ha autorizzato la Centrale di Brindisi a proseguire la produzione per 60 giorni nel rispetto di alcune prescrizioni tecniche volte – secondo l'ipotesi accusatoria – alla rimozione delle presunte carenze gestionali contestate. Alla società Enel Produzione, ai sensi del decreto legislativo n. 231/01 sono contestati i medesimi reati per i quali sono indagati i dirigenti/dipendenti della società. A seguito di detta contestazione, come previsto dalla normativa, il Giudice per le indagini preliminari di Lecce ha disposto anche il sequestro di circa 523 milioni di euro, equivalenti al profitto che la Procura della Repubblica di Lecce titolare delle indagini ritiene sia stato conseguito in virtù dell'asserito illecito trattamento delle ceneri.

Nel provvedimento di sequestro sono stati nominati due custodi-amministratori al fine di monitorare l'adempimento delle prescrizioni tecniche summenzionate.

Enel Produzione ha evidenziato alla magistratura inquirente che la centrale è esercita in conformità alla normativa di settore e dei più alti standard tecnologici internazionali, oltre che con ciclo produttivo e di riuso dei residui identico a quello delle più efficienti centrali europee e del resto del mondo, nel rispetto dei più moderni dettami ambientali volti a promuovere un'economia circolare. Le analisi svolte sulle ceneri prima del sequestro e quelle successive hanno sempre confermato la non pericolosità delle stesse e dunque la legittimità della loro gestione. Enel Produzione, pur senza condividere le tesi accusatorie, ha comunque manifestato la propria piena disponibilità a definire in tempi brevi, d'intesa con la magistratura inquirente e con gli amministratori giudiziari, soluzioni tecniche per l'esecuzione delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro che tengano nel contempo conto delle complessità gestionali e logistiche connesse alla loro attuazione e dei relativi rischi per il sistema elettrico nazionale.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

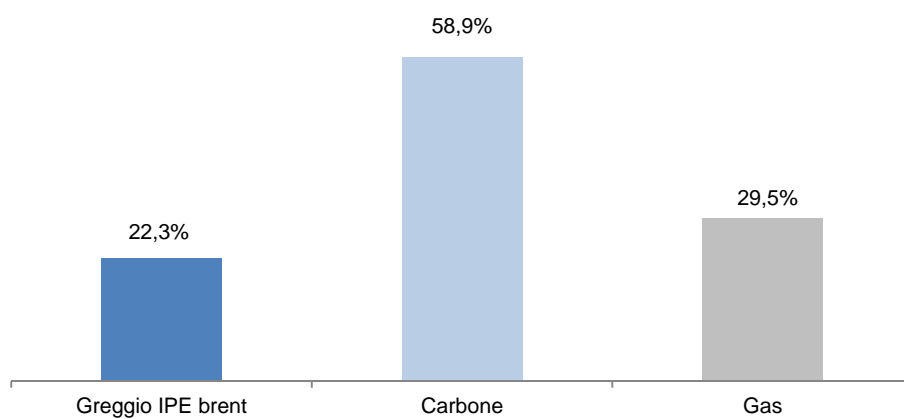
	Primi nove mesi	
	2017	2016
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	52,6	43,0
Prezzo medio CO ₂ (euro/ton)	5,3	5,3
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	81,5	51,3
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	16,7	12,9
Cambio medio dollaro USA per euro	1,11	1,12
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,26%	-0,15%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Il rapporto di cambio euro/dollaro, pur con andamenti altalenanti, ha visto nel corso del terzo trimestre 2017 una stabilizzazione sui valori rilevati a giugno. Le politiche della Banca Centrale Europea (BCE) e l'andamento delle economie nazionali hanno comportato inoltre un andamento stabile dei tassi di interesse, caratterizzati comunque da livelli molto bassi rispetto alle serie storiche.

Variazione prezzi medi combustibili nei primi nove mesi 2017 rispetto ai primi nove mesi 2016



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	Primi nove mesi		
	2017	2016	Variazione
Italia	1,3	-0,2	1,5
Spagna	2,1	-0,6	2,7
Russia	1,1	1,1	-
Slovacchia	1,1	-0,7	1,8
Argentina	26,1	36,1	-10,0
Brasile	3,7	9,3	-5,7
Cile	2,3	4,1	-1,9
Colombia	4,3	8,0	-3,7
Perù	3,2	3,7	-0,5

Tassi di cambio

	Primi nove mesi		
	2017	2016	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,11	1,12	-0,2%
Euro/Sterlina britannica	0,87	0,80	8,0%
Euro/Franco svizzero	1,09	1,09	0,1%
Dollaro americano//Yen giapponese	111,90	108,57	3,0%
Dollaro americano//Dollaro canadese	1,31	1,32	-1,2%
Dollaro americano/Dollaro australiano	-	1,35	-
Dollaro americano/Rublo russo	58,29	68,35	-17,3%
Dollaro americano/Peso argentino	16,23	14,53	10,4%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,17	3,55	-11,9%
Dollaro americano/Peso cileno	653,85	680,36	-4,1%
Dollaro americano/Peso colombiano	2.939,48	3.064,75	-4,3%
Dollaro americano/Nuevo sol peruviano	3,27	3,37	-3,2%
Dollaro americano/Peso messicano	18,90	18,30	3,1%
Dollaro americano/Lira turca	3,60	2,94	18,4%
Dollaro americano/Rupia indiana	65,24	67,10	-2,8%
Dollaro americano/Rand sudafricano	13,21	14,97	-13,3%

Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2017

Andamento economico

I primi tre trimestri del 2017 sono stati caratterizzati da importanti segnali di ripresa su scala globale, sebbene persistano fattori di rischio geo-politico e strutturale che potrebbero potenzialmente rallentare il ciclo di crescita. Tra i principali rischi di natura politica vi sono le tensioni in Spagna, le trattative per la Brexit, e i rapporti internazionali con la Corea del Nord, mentre tra quelli strutturali va ricordato la sostenibilità dei bilanci fiscali a fronte degli investimenti necessari per aumentare la produttività delle economie. I nove mesi del 2017 hanno visto una forte attività delle banche centrali, che hanno avuto un ruolo primario nel panorama economico. È stata confermata la divergenza tra la Fed che ha continuato il suo ciclo di rialzi trimestrali, e la BCE, che ha mantenuto il suo tasso di riferimento allo zero nella sua politica di sostegno alla ripresa economica europea; le banche centrali delle principali economie sudamericane hanno aumentato la liquidità del sistema nel tentativo di stimolare le proprie economie, mentre nell'America Latina la Banca Centrale messicana ha intrapreso un ciclo di rialzi per controllare le pressioni inflazionistiche causate dalle recenti evoluzioni della politica statunitense. Nel quadro macroeconomico complessivo la politica ha avuto un ruolo importante contribuendo alla volatilità dei mercati finanziari, influenzata da eventi come le elezioni in Gran Bretagna, Francia, Olanda e Germania, le revisioni delle politiche commerciali statunitensi da parte dell'amministrazione Trump e lo scandalo che ha colpito la classe politica brasiliana.

Dopo i dati positivi del primo trimestre, nell'area europea l'espansione economica si consolida nel secondo trimestre con le economie dell'Eurozona che hanno registrato una crescita del PIL del 2,3%, maggiore rispetto ai dati dell'anno precedente. Il mercato del lavoro, pur registrando progressi, rappresenta uno dei temi cruciali ai fini di una ripresa strutturale dei consumi, mentre gli investimenti così come il tessuto industriale continuano a beneficiare delle condizioni di finanziamento favorevoli. La Banca Centrale Europea infatti ha continuato nella sua politica accomodante, ritenendola ancora necessaria per assicurare la convergenza dell'inflazione verso il target del 2%. I livelli dei prezzi infatti hanno ripreso una tenue crescita nel corso degli ultimi tre mesi, dopo essere notevolmente scesi in estate rispetto al picco registrato ad aprile pari all'1,9%. Tale andamento risente dei prezzi del petrolio e della dinamica dei consumi privati, che nel contesto debole del mercato del lavoro non ha fornito sufficienti garanzie alla BCE la quale ha confermato il programma di acquisto a un passo di 60 miliardi di euro al mese fino a dicembre, rimandando al quarto trimestre una eventuale revisione della politica per il 2019.

In Italia si è assistito a una crescita a ritmi moderati ma incoraggianti; nel secondo trimestre il PIL è cresciuto dell'1,5% rispetto all'anno precedente, un ritmo di crescita trimestrale che non si registrava dal 2011. L'attività è stata caratterizzata da un modesto contributo del settore industriale e da un più importante contributo degli export, favorito dalla congiuntura economica del terzo trimestre. Il mercato del lavoro mostra tenui segnali positivi: la disoccupazione secondo gli ultimi dati Istat si è ridotta di un decimo di punto portandosi all'11,2%, principalmente grazie all'incremento dell'occupazione a termine. I prezzi nei primi nove mesi sono cresciuti a ritmi più sostenuti che nel 2016, sebbene a ritmi inferiori rispetto al picco di aprile (+1,9%) rallentando a causa del rientro dei rincari dei beni energetici e alimentari. In base ai dati preliminari Istat la media del terzo trimestre e di settembre risulta in discesa e pari all'1,1%. La spesa delle famiglie è rallentata con una dinamica inferiore rispetto al tasso di crescita del reddito (+0,4%), determinando un'ulteriore discesa (-20 pb) della propensione al risparmio delle famiglie, adesso pari al 7,5% (valori inferiori ai livelli degli ultimi cinque anni).

L'economia spagnola ha registrato uno dei tassi di crescita più alti dell'Eurozona: il PIL ha segnato un miglioramento del 3,1% nel primo semestre, spinto dagli export e dal miglioramento delle condizioni del mercato del lavoro. L'inflazione, che nel primo semestre ha registrato valori mediamente pari al 2,4%, ha condizionato i consumi privati, ma nel terzo trimestre è tornata a contrarsi, portando la media dei nove mesi al 2,1%.

Sul piano politico le elezioni in Olanda e soprattutto in Francia hanno avuto un esito positivo dal punto di vista della stabilità, che poteva risultare maggiormente minata da una forte ascesa dei movimenti nazionalisti. In Spagna crescono le tensioni a causa del referendum per l'indipendenza della Catalogna. In Gran Bretagna il risultato delle elezioni ha aumentato i fattori di incertezza. Il 29 marzo il primo ministro britannico Theresa May ha ufficialmente invocato l'articolo 50, ma le elezioni generali hanno mostrato un partito conservatore in calo di consensi e di forza, aumentando l'incertezza circa il processo di uscita dall'UE. Le difficoltà della trattativa potrebbero influenzare le dinamiche degli investimenti e il mercato finanziario con numerose banche di investimento che stanno già pianificando una ricollocazione.

Negli Stati Uniti il terzo trimestre ha visto un lieve miglioramento degli indicatori economici il PIL è cresciuto del 2,2% nel secondo trimestre, rispetto al +2% del primo trimestre. Il trend è stato principalmente sostenuto dai consumi in beni e servizi, così come da una buona performance degli investimenti e dall'incremento della bilancia commerciale. Sulla scia di dicembre 2016 la Federal Reserve ha effettuato altri due rialzi da 25bp a marzo e a giugno portando il tasso di interesse primario all'1,25%, ma gli ultimi valori dell'inflazione, scesa al di sotto del 2% nei mesi da maggio ad agosto, suggeriscono prudenza e hanno indotto la Banca Centrale a rimandare la decisione circa un ulteriore taglio nel quarto trimestre. L'andamento dei prezzi è stato attribuito a eventi non strutturali legati agli alimenti e ai servizi tecnologici che si riassorbiranno nel medio termine, ma la Banca Centrale continua a vedere tutti i presupposti di solidità del ciclo economico. La Fed ha confermato la volontà di procedere alla riduzione del bilancio a prescindere dall'eventuale rialzo dei tassi che potrebbe avvenire a dicembre.

Positiva la situazione economica anche in Russia, che conferma i segnali di miglioramento di fine 2016 e del primo trimestre 2017, crescendo nel secondo trimestre al 2,5% su base annuale; è stato positivo il contributo dei consumi (+4,3% verso l'anno precedente) e degli investimenti, aumentati del 6,3% rispetto allo stesso periodo del 2016. La produzione industriale invece si espande al ritmo di circa l'1% e potrebbe rappresentare un fattore di rallentamento nel corso dell'anno. I livelli dei prezzi hanno proseguito il trend in discesa dei mesi precedenti scendendo sotto il livello target pari al 4%. L'ulteriore ribasso dell'inflazione ad agosto ha indotto la Banca Centrale a ridurre il tasso di interesse primario, portandolo all'8,5%. Anche il tasso di cambio si è apprezzato nel corso del 2017, registrando i valori più forti dal 2015.

In America Latina il contesto macroeconomico è stato disomogeneo: in Argentina l'economia continua a crescere nel secondo trimestre (+2,9% su base annuale), sostenuta dai consumi (+3,8% verso l'anno precedente) e dagli investimenti, cresciuti del 7,7% rispetto al 2016. Anche in Brasile l'economia ha confermato la debole ripresa, registrando un aumento del PIL dello 0,2% nel secondo trimestre, in netto miglioramento rispetto alla media del 2016 pari al -3,6%. L'inflazione è scesa ulteriormente e a settembre ha toccato il 2,5%, consentendo alla Banca Centrale un ciclo di ribassi dei tassi a sostegno della crescita. Tuttavia sul piano politico il Governo è ancora alle prese con lo scandalo corruzione che ha colpito i vertici del Paese a partire da aprile. Migliora la situazione in Cile che nel secondo trimestre realizza una crescita del PIL dell'1,3% dopo il consistente rallentamento sperimentato nel primo trimestre, quando è cresciuto solo dello 0,3%. La buona performance del secondo trimestre è dovuta alla graduale ripresa del settore minerario dopo gli scioperi alla miniera di Escondida tra febbraio e marzo, e alla crescita del settore manifatturiero. In Perù l'economia torna ad accelerare dopo aver subito gli effetti de "El Niño costiero" nel primo trimestre che ha causato inondazioni e danneggiato il settore industriale ed energetico. I dati ufficiali del secondo trimestre mostrano un PIL in crescita al 2,5%, guidato dagli export, aumentati dell'11,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Anche in Perù, come in Brasile, la politica è un fattore di incertezza a causa degli scandali che hanno coinvolto il Governo e le principali compagnie costruttrici del Paese con potenziali ripercussioni sulle prospettive degli investimenti. L'economia colombiana nel secondo trimestre è cresciuta dell'1,3% rispetto al secondo trimestre 2016. La crescita, in linea con il primo trimestre (1,1%), è stata guidata dai settori agricolo e dei servizi, cresciuti rispettivamente del 4,6% e 2,3%. Continuano a contrarsi l'industria manifatturiera (-3%) e mineraria (-6,3%), con l'inflazione in diminuzione da inizio anno. Sebbene la pressione inflazionistica sia ancora alta e l'economia continui a crescere a ritmi bassi, la Banca Centrale non ha ulteriormente aumentato la liquidità nel sistema mantenendo il proprio tasso di riferimento pari al 5,35%. La decisione di mantenere il

tasso invariato pone temporaneamente fine al ciclo di tagli che dall'inizio dell'anno ha portato alla riduzione del tasso di interesse di 250 punti base.

Il Messico nel secondo trimestre è cresciuto del 3% rispetto all'anno precedente e dello 0,7% rispetto al primo trimestre. L'espansione continua a essere sostenuta da una forte pressione dei consumi (4% su base annuale) che non mostra cenni d'indebolimento nonostante la persistenza di un alto tasso d'inflazione. Il livello di fiducia degli operatori economici è solido dal lato sia della domanda sia dell'offerta e ha raggiunto i livelli massimi da inizio anno. L'inflazione nel mese di settembre è stata pari al 6,3% in leggera diminuzione rispetto al mese precedente ma comunque su livelli molto alti e ben distanti dal target. Al fine di contenere la pressione inflazionistica la Banca Centrale ha progressivamente alzato il tasso di interesse da inizio anno fino al 7%. Va inoltre segnalato che ad agosto il Messico, congiuntamente con il Canada e gli Stati Uniti, ha dato inizio alla rinegoziazione dell'accordo NAFTA che sarà uno snodo fondamentale per l'economia messicana, fortemente legata a quella statunitense.

Le quotazioni internazionali delle commodity

Durante questi primi nove mesi del 2017 la media dei prezzi del petrolio si è attestata a 52,6 dollari/barile, circa il 22% in più rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso. Tale incremento è il frutto dei tagli concordati tra i principali Paesi produttori di petrolio a fine novembre 2016 e prorogati per ora fino a marzo dell'anno prossimo. I mercati petroliferi sembrerebbero dunque indirizzati verso un nuovo equilibrio caratterizzato da un progressivo ribilanciamento dei fondamentali. Nonostante ciò, persistono alcune incertezze che potrebbero minare l'equilibrio domanda/offerta, creando nuove tensioni sui prezzi. Fra le principali di esse vi è la ripresa della produzione americana, in particolare di shale oil, che, grazie a prezzi costantemente sopra i 50 dollari/barile, ha viaggiato al ritmo di 9,1 milioni barili/giorno, contro una media 2016 di 8,9 milioni; poi l'elevato livello delle scorte e, infine, l'aumento della produzione di altri Paesi OPEC esentati dall'accordo, tra cui la Libia e la Nigeria.

Per la parte restante dell'anno, le stime più ricorrenti degli analisti prevedono un ultimo trimestre in linea con i tre precedenti e con una media annua che si dovrebbe attestare sulla parte inferiore della forchetta 50-60 dollari/barile.

Per quanto riguarda il carbone, il prezzo di riferimento API2, dai minimi raggiunti a fine marzo in area 70 dollari/tonnellata, si è costantemente rafforzato fino a raggiungere i massimi di fine settembre oltre 90 dollari/tonnellata. Tale rafforzamento è dovuto a fondamentali tesi in entrambi i bacini. Nell'Atlantico, infatti, si è assistito a un incremento della domanda di carbone sostenuta principalmente da un rialzo dell'import da parte dei Paesi del Mediterraneo, in particolare la penisola iberica e l'Italia, dove le basse performance dell'idroelettrico sono state compensate dalla generazione convenzionale. Nel Pacifico, l'import sostenuto di alcuni Paesi del sud-est asiatico ha controbilanciato il rallentamento della domanda indiana.

Per la parte restante dell'anno, le stime prevedono uno scenario vicino ai valori attuali e comunque non molto distante dal range di prezzo definito dal Governo cinese a inizio anno nel tentativo di controllare la produzione interna.

Nel corso di questi primi nove mesi del 2017, la media di riferimento del prezzo gas è stata di 16,7 euro/MWh, in rialzo di oltre 3 euro/MWh. Tale andamento è giustificabile in particolar modo dal rialzo della domanda gas nel continente europeo; infatti da inizio anno il consumo di gas nelle principali economie del vecchio continente è cresciuta del 4,4% raggiungendo i 218 miliardi di metri cubi. Italia, Spagna e Germania hanno sostenuto la crescita grazie al forte incremento della generazione termoelettrica. La Gran Bretagna è stato l'unico Paese in cui la domanda di gas è diminuita. Lato offerta, i volumi di gas liquefatto (LNG) sono stati diretti principalmente nel sud dell'Europa (Spagna e Italia, in particolare), andando a rimpiazzare parzialmente le forniture dal Nord Africa.

Per i prossimi mesi, le attese sono per un graduale rialzo dei prezzi dovuto ai maggiori prelievi da stoccaggio necessari a bilanciare il sistema durante il periodo invernale. Tuttavia, il rialzo del carbone durante l'anno corrente ha rialimentato la competizione tra le due tecnologie, e l'atteso ribilanciamento del settore power dovrebbe prevenire il rapido rialzo dei prezzi gas, almeno per i primi mesi invernali.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre			GWh	Primi nove mesi		
2017	2016	Variazione		2017	2016	Variazione
82.805	80.712	2,6%	Italia	239.540	235.458	1,7%
64.240	64.506	-0,4%	Spagna	189.234	188.206	0,5%
181.121	177.517	2,0%	Russia	581.028	563.457	3,1%
14.997	14.861	0,9%	Romania	47.105	45.679	3,1%
7.122	7.033	1,3%	Slovacchia	22.674	22.114	2,5%
34.181	34.186	-	Argentina	102.918	104.305	-1,3%
139.069	138.696	0,3%	Brasile	427.446	424.531	0,7%
18.515	18.077	2,4%	Cile	54.871	54.860	-
17.054	16.786	1,6%	Colombia	49.879	49.728	0,3%
11.964	11.983	-0,2%	Perù	36.379	35.942	1,2%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi nove mesi del 2017 l'andamento della domanda elettrica in Italia è stato positivo dell'1,7%, dovuto principalmente all'aumento delle temperature nel mese di giugno e durante tutta l'estate, mentre l'andamento della domanda elettrica in Spagna ha registrato un leggero aumento (+0,5%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

La situazione nei Paesi dell'Est Europa vede un andamento fortemente positivo: in Russia +3,1%, in Romania +3,1% e in Slovacchia +2,5%, coerente con la crescita del PIL registrata in questi Paesi nei primi nove mesi 2017.

Per quanto riguarda i Paesi dell'America Latina, presentano quasi tutti incrementi nella domanda elettrica: Brasile +0,7% in linea con la leggera ripresa del PIL e i maggiori consumi residenziali nel periodo, in Colombia +0,3% per una ripresa dei consumi del settore residenziale una volta conclusosi il programma governativo dell'"Apagar paga" volto a sollecitare il risparmio dei consumi, in Perù +1,2%. La domanda elettrica in Cile risulta in linea con lo stesso periodo del 2016, mentre in Argentina si registra in questi primi nove mesi una riduzione dell'1,3% per un abbassamento dei consumi causati da un rialzo delle tariffe.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2017 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2017 - 3Q 2016	Prezzo medio peakload 3Q 2017 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2017 - 3Q 2016
Italia	51,6	25,9%	57,9	28,0%
Spagna	48,4	15,9%	51,5	14,0%
Russia	17,1	1,0%	20,2	3,9%
Slovacchia	42,4	40,6%	57,2	57,4%
Argentina	11,8	64,3%	12,6	68,6%
Brasile	117,2	257,1%	143,2	263,0%
Cile	49,3	-17,6%	113,2	-11,3%
Colombia	26,5	-39,8%	40,7	-54,8%
Perù	10,6	-56,3%	16,3	-80,5%

L'andamento della domanda di gas nei primi nove mesi del 2017 ha subito nell'area euro un incremento dovuto alle temperature abbondantemente sotto le medie stagionali avute a inizio anno. Infatti si registrano aumenti dei consumi di gas sia in Italia (+8,8%) sia in Spagna (+9,3%).

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
2.783	2.694	89	3,3%	Usi domestici e civili	20.272	19.608	664	3,4%
3.399	2.827	572	20,2%	Industria e servizi	10.258	9.269	989	10,7%
5.968	5.736	232	4,0%	Termoelettrico	17.637	15.355	2.282	14,9%
199	202	(3)	-1,5%	Altro ⁽¹⁾	1.002	968	34	3,5%
12.349	11.459	890	7,8%	Totale	49.169	45.200	3.969	8,8%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nei primi nove mesi del 2017 si attesta a 49,2 miliardi di metri cubi, registrando un rialzo dell'8,8% rispetto allo stesso periodo del 2016. Nel terzo trimestre 2017 i consumi crescono del 7,8% rispetto al trimestre 2016, con la domanda dei settori industriale e termoelettrico in forte crescita (rispettivamente +10,7% e +14,9%), complice l'aumento della domanda elettrica e la bassa produzione delle fonti rinnovabili.

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
Produzione netta:								
48.402	47.796	606	1,3%	- termoelettrica	144.667	134.538	10.129	7,5%
11.775	12.427	(652)	-5,2%	- idroelettrica	30.849	34.937	(4.088)	-11,7%
3.642	3.047	595	19,5%	- eolica	12.366	13.291	(925)	-7,0%
1.432	1.458	(26)	-1,8%	- geotermoelettrica	4.331	4.412	(81)	-1,8%
8.146	7.498	648	8,6%	- fotovoltaica	20.895	18.504	2.391	12,9%
73.397	72.226	1.171	1,6%	Totale produzione netta	213.108	205.682	7.426	3,6%
9.824	8.979	845	9,4%	Importazioni nette	28.138	31.535	(3.397)	-10,8%
83.221	81.205	2.016	2,5%	Energia immessa in rete	241.246	237.217	4.029	1,7%
(416)	(493)	77	15,6%	Consumi per pompaggi	(1.706)	(1.759)	53	-3,0%
82.805	80.712	2.093	2,6%	Energia richiesta sulla rete	239.540	235.458	4.082	1,7%

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2017).

L'*energia richiesta* in Italia nei primi nove mesi del 2017 registra un incremento (+1,7%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016, attestandosi a 239,5 TWh (82,8 TWh nel terzo trimestre 2017). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'88,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,6% nei primi nove mesi del 2016) e per il restante 11,7% dalle importazioni nette (13,4% nei primi nove mesi 2016).

Le *importazioni nette* dei primi nove mesi del 2017 registrano un decremento del 10,8% rispetto ai primi nove mesi del 2016; diverso andamento si rileva nel terzo trimestre 2017 con un incremento del 9,4% (+0,8 TWh).

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2017 registra un incremento del 3,6% (+7,4 TWh), attestandosi a 213,1 TWh (73,4 TWh nel terzo trimestre 2017). In particolare, la minore produzione da fonte idroelettrica (-4,1 TWh) conseguente le più favorevoli condizioni di idraulicità dell'analogo periodo dell'esercizio precedente, nonché la minore produzione eolica

(-0,9 TWh) sono state più che compensate da una maggiore produzione termoelettrica per 10,1 TWh e fotovoltaica (+2,4 TWh).

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2017, a eccezione della produzione da fonte eolica che invece registra un incremento del 19,5%.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
60.719	62.251	(1.532)	-2,5%	Produzione netta	183.204	186.311	(3.107)	-1,7%
(529)	(422)	(107)	-25,4%	Consumo per pompaggi	(2.615)	(3.895)	1.280	32,9%
4.050	2.677	1.373	51,3%	Esportazioni nette ⁽¹⁾	8.645	5.790	2.855	49,3%
64.240	64.506	(266)	-0,4%	Energia richiesta sulla rete	189.234	188.206	1.028	0,5%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo settembre 2017 ed *Estadística diaria* - consuntivo settembre 2016 peninsulare). I volumi dei primi nove mesi 2016 sono aggiornati al 7 aprile 2017.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2017 registra un incremento dello 0,5% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016 (-0,4% nel terzo trimestre 2017), attestandosi a 189,2 TWh (64,2 TWh nel terzo trimestre 2017). Tale richiesta è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nei primi nove mesi del 2017 risultano in decremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016, evidenziando delle maggiori importazioni necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2017.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2017 si attesta a 183,2 TWh (60,7 TWh nel terzo trimestre 2017), rilevando un decremento dell'1,7% (-3,1 TWh). Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2017.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
3.944	3.881	63	1,6%	Produzione netta	10.744	10.391	353	3,4%
438	407	31	7,6%	Importazioni nette	924	1.016	(92)	-9,1%
4.382	4.288	94	2,2%	Energia richiesta sulla rete	11.668	11.407	261	2,3%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo settembre 2017 ed *Estadística diaria* - consuntivo settembre 2016 extrapeninsulare). I volumi dei primi nove mesi del 2016 sono stati aggiornati al 7 aprile 2017.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2017 risulta in incremento (+2,3%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016, attestandosi a 11,7 TWh (4,4 TWh, +2,2% nel terzo trimestre 2017). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 92,1% e dalle importazioni nette per il restante 7,9%.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2017 si attestano a 0,9 TWh (0,4 TWh nel terzo trimestre 2017) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella penisola iberica.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2017 registra un incremento del 3,4% (+0,4 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della maggiore energia richiesta sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2017.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del terzo trimestre 2017, nonostante un contesto ancora complicato per scarsità delle risorse su scala globale e la situazione ancora difficile nella penisola Iberica, sono stati conseguiti importanti risultati per ciascuno degli obiettivi del Piano Strategico 2017-2019. Dal punto di vista operativo, caratterizzato ancora da un quadro difficile, la diversificazione delle attività di Gruppo ha permesso di conseguire solidi risultati nel corso dei primi nove mesi del 2017.

Per la restante parte del 2017, in linea con i target industriali di piano, sono previsti:

- > l'accelerazione **degli investimenti in digitalizzazione**, con il proseguimento della campagna di installazione degli **smart meter** di seconda generazione in Italia – già oltre 1 milione di installazioni – e la fine dell'installazione dei contatori elettronici nella penisola iberica. È inoltre prevista l'accelerazione del *roll-out* della rete a fibra ottica intrapreso da OpEn Fiber, con oltre 2,4 milioni di case cablate per la fine dell'anno;
- > i contributi della strategia di **attenzione al cliente** su scala globale;
- > progressi ulteriori nell'**efficienza operativa**, supportati dagli investimenti in digitalizzazione;
- > l'importante contributo della **crecita industriale**, focalizzata su reti e rinnovabili, grazie anche a un'accelerazione nello sviluppo di queste ultime e al consolidamento della strategia BSO, anche in nuovi Paesi come il Messico;
- > progressi ulteriori nella seconda fase di **semplificazione societaria**, svolta a livello di singolo Paese, in particolare in America Latina, con la riorganizzazione in Cile in fase di pieno svolgimento;
- > ulteriori progressi nella **gestione attiva del portafoglio**.

I progressi raggiunti per ciascuno degli obiettivi di Piano, una normalizzazione della performance operativa e un'accelerazione del contributo degli investimenti in rinnovabili anche attraverso la strategia BSO consentono di confermare i target economico-finanziari per il 2017 per quanto riguarda EBITDA, risultato netto e flusso di cassa operativo/indebitamento finanziario netto (FFO/Net Debt).

Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2017

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2017	2016
Totale ricavi	4.a	54.188	51.459
Totale costi	4.b	47.354	43.640
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	4.c	383	(130)
Risultato operativo		7.217	7.689
Proventi finanziari		2.877	3.166
Oneri finanziari		5.040	5.343
Totale proventi/(oneri) finanziari	4.d	(2.163)	(2.177)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.e	114	67
Risultato prima delle imposte		5.168	5.579
Imposte	4.f	1.505	1.705
Risultato delle continuing operations		3.663	3.874
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.663	3.874
Quota di interessenza del Gruppo		2.621	2.757
Quota di interessenza di terzi		1.042	1.117
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,26</i>	<i>0,28</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,26</i>	<i>0,28</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,26</i>	<i>0,28</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,26</i>	<i>0,28</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2017	2016
Risultato netto del periodo	3.663	3.874
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(19)	(499)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	9	(28)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	(20)	(4)
Variazione della riserva di traduzione	(2.120)	1.079
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(2.150)	548
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.513	4.422
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	1.353	2.699
- di terzi	160	1.723

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 30.09.2017	al 31.12.2016
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		91.701	92.318
Avviamento		13.660	13.556
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.565	1.558
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		12.613	12.872
Totale attività non correnti	5.a	119.539	120.304
Attività correnti			
Rimanenze		2.924	2.564
Crediti commerciali		13.596	13.506
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		5.127	8.290
Altre attività correnti ⁽²⁾		11.234	10.921
Totale attività correnti	5.b	32.881	35.281
Attività possedute per la vendita	5.c	1.592	11
TOTALE ATTIVITÀ		154.012	155.596
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	5.d	35.255	34.803
Interessenze di terzi		17.358	17.772
Totale patrimonio netto		52.613	52.575
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		40.895	41.336
Fondi diversi e passività per imposte differite		15.835	16.334
Altre passività non correnti		4.699	4.388
Totale passività non correnti	5.e	61.429	62.058
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		9.878	9.756
Debiti commerciali		11.136	12.688
Altre passività correnti ⁽³⁾		17.580	18.519
Totale passività correnti	5.f	38.594	40.963
Passività possedute per la vendita	5.g	1.376	-
TOTALE PASSIVITÀ		101.399	103.021
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		154.012	155.596

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2017 rispettivamente pari a 2.523 milioni di euro (2.181 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e 389 milioni di euro (441 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2017 rispettivamente pari a 1.174 milioni di euro (767 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 3.552 milioni di euro (2.121 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e 67 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

(3) Di cui debiti finanziari a breve termine al 30 settembre 2017 pari a 0 milioni di euro (296 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzi azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita	Riserva da partec. valutate con metodo patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
Al 1° gennaio 2016	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.956)	(1.341)	130	(54)	(551)	(2.115)	(196)	19.621	32.376	19.375	51.751
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.627)	(1.627)	(602)	(2.229)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	-	-	-
Aumento di capitale a servizio della scissione non proporzionale di EGP	764	2.198	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	(12)	2.065	(2.106)	(41)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	(359)	(352)	304	(48)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	(136)	21	49	17	-	-	-	-	(49)	(379)	(428)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo di cui:	-	-	-	-	510	(550)	(5)	(13)	-	-	-	2.757	2.699	1.723	4.422
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	510	(550)	(5)	(13)	-	-	-	-	(58)	606	548
- utile/(perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.757	2.757	1.117	3.874
Al 30 settembre 2016	10.167	7.490	2.034	2.262	(1.463)	(1.901)	125	(18)	(533)	(2.108)	(1.170)	20.227	35.112	18.315	53.427
Al 1° gennaio 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(1.448)	106	(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(905)	(905)	(574)	(1.479)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo di cui:	-	-	-	-	(1.203)	(52)	(20)	7	-	-	-	2.621	1.353	160	1.513
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(1.203)	(52)	(20)	7	-	-	-	-	(1.268)	(882)	(2.150)
- utile/(perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.621	2.621	1.042	3.663
Al 30 settembre 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.208)	(1.500)	86	(5)	(706)	(2.394)	(1.170)	21.200	35.255	17.358	52.613

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2017	2016
Risultato prima delle imposte	5.168	5.579
Rettifiche per:		
Ammortamenti e impairment	4.233	4.321
(Proventi)/Oneri finanziari	2.163	2.177
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(114)	(67)
Variazioni del capitale circolante netto:	(1.748)	(1.177)
- rimanenze	(373)	196
- crediti commerciali	(70)	(715)
- debiti commerciali	(1.588)	(463)
- altre attività e passività	283	(195)
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(1.144)	(2.082)
Atri movimenti	(1.397)	(1.985)
Cash flow da attività operativa (A)	7.161	6.766
Investimenti in attività materiali e immateriali	(5.547)	(5.504)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(864)	(31)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	19	727
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	155	40
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)	(6.237)	(4.768)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	8.208	1.737
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(8.765)	(5.609)
Operazioni relative a non controlling interest	(408)	(202)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(2.782)	(2.442)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(3.747)	(6.516)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(295)	151
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(3.118)	(4.367)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾	8.326	10.790
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾	5.208	6.423

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (1 milione di euro al 1° gennaio 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016.
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.127 milioni di euro al 30 settembre 2017 (6.391 milioni di euro al 30 settembre 2016), "Titoli a breve" pari a 67 milioni di euro al 30 settembre 2017 (30 milioni di euro al 30 settembre 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 14 milioni di euro al 30 settembre 2017 (2 milioni di euro al 30 settembre 2016).

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2017

1. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2017, non sottoposto a revisione legale, sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Tenuto conto degli effetti economici, ragionevolmente poco rilevanti, se si considera che il Gruppo opera sia nell'emisfero boreale sia in quello australe, di tale andamento, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei 12 mesi chiusi al 30 settembre 2017.

2. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2017, rispetto a quella del 30 settembre 2016 e del 31 dicembre 2016, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2016

- > Cessione perfezionata agli inizi di marzo 2016 di **Compostilla Re**, società già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita"; il prezzo di cessione è stato di 101 milioni di euro (la società ceduta deteneva anche liquidità per circa 111 milioni di euro) e ha generato una plusvalenza di circa 19 milioni di euro;
- > cessione in data 1° maggio 2016 del 65% di **Drift Sand Wind Project**, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- > cessione perfezionata in data 13 luglio 2016 di **Enel Longanesi**, dove erano incluse le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas;
- > cessione, in data 28 luglio 2016, del 50% del capitale di **Slovak Power Holding ("SPH")**, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di **Slovenské elektrárne ("SE")**;
- > acquisizione del controllo, in data 1° ottobre 2016, di **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca ("DEC")**, già consolidata con il metodo del patrimonio netto, attuata mediante fusione per incorporazione della stessa DEC in Codensa (che già ne deteneva una quota pari al 49%);
- > perdita del controllo, in data 21 novembre 2016, conseguente al cambio di governance e alla cessione di una quota dell'1%, per un corrispettivo pari a 12 milioni di euro, di **EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA REP")**, società operante nello sviluppo di progetti di generazione da fonte rinnovabile negli Stati Uniti e che, pertanto, a partire da tale data è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione, in data 30 novembre 2016, del 100% di **Enel France**, società operante nella generazione termoelettrica in Francia;
- > perdita del controllo, in data 20 dicembre 2016, di **Enel Open Fiber** (oggi Open Fiber - OF) a seguito dell'aumento di capitale effettuato sia da Enel sia da CDP Equity ("CDPE"), a esito del quale Enel e CDPE detengono una

partecipazione paritetica nel capitale di OF, la quale viene pertanto a partire da tale data consolidata con il metodo del patrimonio netto;

- > cessione, in data 28 dicembre 2016, dei parchi eolici **Cimarron e Lindahl** alla sopracitata joint venture EGPNA REP, punto iniziale della nuova strategia di crescita industriale sostenuta da un modello 'Build, Sell and Operate' a minore intensità di capitale e destinata ad accelerare lo sviluppo del portafoglio di progetti a livello globale;
- > cessione, in data 30 dicembre 2016, del 100% di **Marcinelle Energie**, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

2017

- > Acquisizione in data 10 gennaio 2017 del 100% di **Demand Energy Networks**, società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti;
- > acquisizione in data 10 febbraio 2017 del 100% di **Más Energía**, società messicana operante nel settore delle energie rinnovabili;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2017 e 4 maggio 2017 rispettivamente, del 94,84% e del 5,04% del capitale sociale (per un totale quindi del 99,88%) di **Celg Distribuição ("CELG-D")**, società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás;
- > acquisizione, in data 16 maggio 2017, del 100% di **Tynemouth Energy Storage**, società britannica attiva nel settore dell'accumulo di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 4 giugno 2017, del 100% di **Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)**, società proprietaria di due impianti eolici in provincia di Avellino;
- > in data 7 agosto 2017 si è perfezionato l'acquisto del 100% del **Gruppo EnerNOC** a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA ai precedenti azionisti.

Altre variazioni

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- > cessione, in data 29 febbraio 2016, della restante quota di **Hydro Dolomiti Enel**, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > in data 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione non proporzionale di **Enel Green Power**, mediante la quale – attraverso un aumento di capitale di Enel SpA a servizio della scissione stessa – il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, con conseguente riduzione delle interessenze di terzi;
- > in data 3 maggio 2016, acquisizione del restante 40% di **Maicor Wind**, società operante nel settore eolico in Italia, da parte di Enel Green Power, che ne è diventata unico socio;
- > in data 27 luglio 2016, Enel Green Power International (interamente posseduta da Enel) ha ceduto il 60% del capitale di **Enel Green Power España ("EGPE")** a Endesa Generación (interamente posseduta da Endesa), che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Nel bilancio consolidato, l'operazione genera una riduzione delle quota di pertinenza del Gruppo (dall'88,04% al 70,10%) dei risultati di EGPE a partire dall'efficacia dell'operazione;
- > realizzazione, in data 1° dicembre 2016, della fusione in **Enel Américas** di Endesa Américas e Chilectra Américas, società tutte generate dalla scissione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra. Per l'effetto congiunto dei rapporti di cambio tra le azioni e l'esercizio del diritto di recesso da parte di alcuni degli azionisti delle società coinvolte nell'operazione, le percentuali di interessenza di tutte le società direttamente e indirettamente detenute da Enel Américas sono variate.

Acquisizione CELG-D

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil ha finalizzato l'acquisizione del 94,84% del capitale sociale di Celg Distribuição, (di seguito anche "CELG-D"), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás per effetto di una concessione valida fino al 2045. La quota restante di CELG-D è stata offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura ove Enel Brasil si è resa garante dell'acquisto delle azioni non acquisite dai suddetti dipendenti e pensionati. La procedura si è chiusa il 4 maggio 2017 e ha permesso al Gruppo di ottenere un'ulteriore quota del 5,04% di CELG-D, giungendo quindi a una partecipazione complessivamente pari al 99,88%.

Nel corso dei primi nove mesi, la società ha effettuato un'allocazione provvisoria del prezzo di acquisizione, determinando in misura non definitiva il fair value delle attività e passività acquisite.

Le principali rettifiche rispetto al valore contabile sono essenzialmente riconducibili all'iscrizione di attività immateriali (in particolare relativamente ai diritti di concessione) e dei correlati effetti fiscali calcolati tenendo in considerazione gli effetti della fusione inversa di CELG-D in Enel Investimentos. Si segnala che in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla società rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione⁽¹⁾:	(278)
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	1.153
- passività per imposte differite	(117)
- passività per benefici ai dipendenti	(40)
- altre rettifiche	(27)
- interessenze di terzi	(1)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	690
Costo acquisto 94,84%	665
Costo acquisto ulteriore 5,04%	25
Costo dell'operazione	690
Avviamento	-

⁽¹⁾ Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 99,88%.

Pertanto, la situazione contabile alla data di acquisizione è così aggiornata:

Situazione contabile di CELG-D alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili ante 14 febbraio 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 14 febbraio 2017
Immobili, impianti e macchinari	13	-	13
Attività immateriali	572	1.153	1.725
Attività per imposte anticipate	23	-	23
Altre attività non correnti	318	(5)	313
Crediti commerciali	238	1	239
Rimanenze	7	-	7
Altre attività correnti	132	(6)	126
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	-	9
Finanziamenti	(326)	9	(317)
Benefici ai dipendenti	(43)	(40)	(83)
Passività per imposte differite	(23)	(117)	(140)
Altre passività non correnti	(161)	(11)	(172)
Fondi rischi e oneri	(216)	-	(216)
Debiti commerciali	(446)	(4)	(450)
Altre passività correnti	(375)	(11)	(386)
Interessenze di terzi	-	(1)	(1)
Attività nette acquisite	(278)	968	690

La contribuzione di CELG-D ai risultati dei primi nove mesi del 2017 è di 963 milioni di euro nei ricavi e di 17 milioni di euro sul risultato operativo.

Acquisizione EnerNOC

In data 7 agosto 2017 EGPNA ha perfezionato l'acquisto del 100% del Gruppo EnerNOC a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA agli azionisti per una quota non inferiore alla maggioranza azionaria di EnerNOC. Un totale di 22.447.759 azioni sono state validamente immesse nell'offerta e non ritirate, pari a circa il 71,61% del capitale circolante di EnerNOC a un prezzo cash di 7,67 dollari statunitensi per azione. In seguito all'accettazione delle azioni offerte, EGPNA ha completato l'operazione acquisendo il 100% della proprietà della società. A fronte del costo di acquisto di 237 milioni di euro le attività nette acquisite sono provvisoriamente determinate come segue; da tale acquisizione emerge pertanto un avviamento pari a 187 milioni di euro:

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione:	(27)
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	174
- avviamento preesistente	(27)
- passività per imposte differite	(70)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	50
Costo dell'operazione	237
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>237</i>
Avviamento	187

Situazione contabile del Gruppo EnerNOC alla data di acquisizione

Millioni di euro	Valori contabili ante 7 agosto 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 7 agosto 2017
Immobili, impianti e macchinari	19	-	19
Attività immateriali	26	174	200
Avviamento	27	160	187
Altre attività non correnti	2	-	2
Crediti commerciali	33	-	33
Rimanenze	48	-	48
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	86	-	86
Finanziamenti	(108)	-	(108)
Passività per imposte differite	-	(70)	(70)
Altre passività non correnti	(2)	-	(2)
Debiti commerciali	(65)	-	(65)
Altre passività correnti	(93)	-	(93)
Attività nette acquisite	(27)	264	237

La contribuzione di EnerNOC ai risultati dei primi nove mesi del 2017 è di 87 milioni di euro nei ricavi e di 19 milioni di euro sul risultato operativo.

Altre acquisizioni minori

Determinazione avviamento

Millioni di euro	Demand Energy Networks	Más Energía	Tynemouth Energy Storage	Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)	Azovskaya WPS e Windlife Kola Vetro
Immobili, impianti e macchinari	-	-	2	49	-
Attività immateriali	30	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15	-	-	8	1
Crediti commerciali	-	-	-	1	-
Altre attività correnti	-	-	-	4	3
Finanziamenti a medio lungo termine	-	-	-	(29)	(1)
Debiti commerciali	(2)	-	-	(1)	-
Altre passività correnti	(14)	-	-	(17)	-
Attività nette acquisite	29	-	2	15	3
Costo dell'acquisizione	38	10	5	21	7
<i>(di cui versati per cassa)</i>	30	10	4	21	2
Avviamento	9	10	3	6	4

Si precisa che mentre per Demand Energy il processo di allocazione del prezzo è stato provvisoriamente determinato, per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione; tale processo è stato avviato immediatamente dopo l'acquisizione.

3. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali 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. Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato il periodo corrente, si rimanda all'apposita sezione del presente Resoconto intermedio di gestione.

Dati economici per area di attività

Primi nove mesi 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	27.291	14.671	9.812	1.725	606	72	11	54.188
Ricavi intersettoriali	489	30	18	25	2	-	(564)	-
Totale ricavi	27.780	14.701	9.830	1.750	608	72	(553)	54.188
Totale costi	22.941	12.165	6.717	1.341	281	25	(349)	43.121
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	399	7	4	-	(1)	-	(26)	383
Ammortamenti	1.304	1.140	864	147	145	31	12	3.643
Impairment	379	265	117	29	-	-	(1)	789
Ripristini di valore	-	(178)	(2)	(20)	-	1	-	(199)
Risultato operativo	3.555	1.316	2.138	253	181	15	(241)	7.217
Investimenti	1.124	582	2.094	208 ⁽²⁾	1.479	25	8	5.520

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Il dato non include 27 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2016 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	25.841	14.002	7.906	2.929	671	18	92	51.459
Ricavi intersettoriali	494	46	17	146	1	-	(704)	-
Totale ricavi	26.335	14.048	7.923	3.075	672	18	(612)	51.459
Totale costi	20.745	11.100	5.315	2.453	201	11	(506)	39.319
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(145)	22	4	(13)	(1)	-	3	(130)
Ammortamenti	1.271	1.240	692	198	190	6	38	3.635
Impairment	350	276	82	98	21	6	43	876
Ripristini di valore	-	(176)	(1)	(13)	-	-	-	(190)
Risultato operativo	3.824	1.630	1.839	326	259	(5)	(184)	7.689
Investimenti	1.170	646	1.994	144 ⁽²⁾	989	253	20 ⁽³⁾	5.216

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 settembre 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.904	23.685	16.886	3.069	5.571	708	(9)	75.814
Attività immateriali	1.266	15.655	11.981	751	1.004	111	(47)	30.721
Crediti commerciali	9.041	2.421	2.308	299	239	21	(699)	13.630
Altro	3.794	1.699	795	194	237	6	(81)	6.644
Attività operative	40.005 ⁽¹⁾	43.460	31.970	4.313 ⁽²⁾	7.051 ⁽⁴⁾	846	(836)	126.809
Debiti commerciali	5.986	2.226	2.429	320	1.121	18	(679)	11.421
Fondi diversi	3.001	3.718	1.338	108	24	15	542	8.746
Altro	6.972	2.497	2.178	308	200	65	(442)	11.778
Passività operative	15.959	8.441	5.945	736 ⁽³⁾	1.345 ⁽⁵⁾	98	(579)	31.945

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 123 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 59 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 1.357 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 295 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.981	24.174	17.411	3.048	4.831	780	46	76.271
Attività immateriali	1.314	15.671	11.045	743	633	113	(34)	29.485
Crediti commerciali	9.429	2.243	1.835	317	111	18	(447)	13.506
Altro	3.409	1.461	515	179	41	2	(134)	5.473
Attività operative	40.133 ⁽¹⁾	43.549	30.806	4.287	5.616 ⁽²⁾	913	(569)	124.735
Debiti commerciali	7.606	2.155	2.433	374	493	23	(396)	12.688
Fondi diversi	3.077	4.096	1.039	127	25	18	617	8.999
Altro	7.125	3.042	1.850	305	210	54	340	12.926
Passività operative	17.808	9.293	5.322	806	728	95	561	34.613

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro	al 30.09.2017	al 31.12.2016
Totale attività	154.012	155.596
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.565	1.558
Altre attività finanziarie non correnti	5.026	5.501
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	289	301
Attività finanziarie correnti	7.084	6.998
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.127	8.290
Attività per imposte anticipate	6.395	6.665
Crediti tributari	1.609	1.543
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	108	5
Attività di settore	126.809	124.735
Totale passività	101.399	103.021
Finanziamenti a lungo termine	40.895	41.336
Passività finanziarie non correnti	2.684	2.532
Finanziamenti a breve termine	3.915	5.372
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.963	4.384
Passività finanziarie correnti	3.158	4.586
Passività di imposte differite	8.397	8.768
Debiti per imposte sul reddito	1.157	359
Debiti tributari diversi	2.263	1.071
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	1.022	-
Passività di settore	31.945	34.613

Ricavi

4.a Ricavi - Euro 54.188 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Vendita energia elettrica	32.333	31.342	991	3,2%
Trasporto energia elettrica	7.373	7.164	209	2,9%
Corrispettivi da gestori di rete	607	370	237	64,1%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.254	1.074	180	16,8%
Vendita gas	2.832	2.751	81	2,9%
Trasporto gas	391	390	1	0,3%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	157	348	(191)	-54,9%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	-	4	(4)	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	16	24	(8)	-33,3%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	9.225	7.992	1.233	15,4%
Totale	54.188	51.459	2.729	5,3%

Nei primi nove mesi del 2017 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 32.333 milioni di euro, con un incremento di 991 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+3,2%). Tali ricavi includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 23.445 milioni di euro (21.615 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 6.483 milioni di euro (8.200 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 2.405 milioni di euro (1.527 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016).

Tale variazione positiva può essere ricondotta a:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.830 milioni di euro, dovuta alla ripresa dei prezzi medi di vendita oltre che alle maggiori quantità vendute e all'effetto della variazione dei tassi di cambio, più favorevoli in America Latina; relativamente alle variazioni di perimetro di consolidamento, si segnala che l'acquisizione di CELG-D impatta sui ricavi dei primi nove mesi del 2017 per 837 milioni di euro, effetto solo parzialmente compensato dal deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
- > minori ricavi da vendita di energia all'ingrosso per 1.717 milioni di euro dovuti prevalentemente ai minori volumi intermediati sul territorio italiano a cui si deve associare la riduzione dei ricavi per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne (880 milioni di euro) avvenuta a fine luglio 2016;
- > maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 878 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei maggiori volumi intermediati.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2017 a 7.373 milioni di euro, con un incremento di 209 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tali ricavi includono i ricavi per trasporto di energia destinata ai clienti finali del mercato regolato per 2.133 milioni di euro (2.154 milioni di euro nell'analogo periodo del 2016) e del mercato libero per 1.646 milioni di euro (1.418 milioni di euro nell'analogo periodo del 2016), nonché i ricavi per trasporto di energia ad altri operatori per 3.439 milioni di euro (3.416 milioni di euro nell'analogo periodo del 2016). L'incremento risulta prevalentemente concentrato in Italia dove sono state registrate maggiori quantità trasportate a servizio del mercato libero, oltre che in America Latina.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nei primi nove mesi del 2017, a 1.254 milioni di euro in aumento di 180 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento risulta scaturito esclusivamente dal maggior costo di generazione dei combustibili registrato nell'area extrapeninsulare spagnola per il quale il Gruppo è titolato al rimborso.

I ricavi per **vendita di gas** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 2.832 milioni di euro, con un incremento di 81 milioni di euro (+2,9%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del periodo è da attribuire principalmente alle maggiori quantità vendute sul mercato spagnolo.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 391 milioni di euro e sostanzialmente in linea con quelli registrati nel precedente esercizio.

Le **plusvalenze da alienazione di società** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 157 milioni di euro (348 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016) e sono prevalentemente riferibili alla plusvalenza derivante dalla vendita della società cilena Electrogas (144 milioni di euro) nella quale il Gruppo deteneva una quota del 42,5%. Nel primi nove mesi del 2016 la voce accoglieva principalmente la vendita derivante dalle cessioni di GNL Quintero (171 milioni di euro), Hydro Dolomiti Enel (124 milioni di euro) e Compostilla Re (19 milioni di euro), nonché alla rettifica positiva di prezzo di 30 milioni di euro per la cessione di ENEOP (avvenuta nel 2015).

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2017 a 9.225 milioni di euro (7.992 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), con un incremento di 1.233 milioni di euro (+15,4%). La variazione è dovuta principalmente:

- > ai maggiori ricavi per vendita di combustibili che si attestano nei primi nove mesi del 2017 pari a 5.976 (5.187 nei primi nove mesi del 2016) evidenziando un incremento di 789 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi per vendite e contributi ricevuti relativi a certificati ambientali per 246 milioni di euro, connessi principalmente alle maggiori attività di negoziazione;
- > ai più alti ricavi per "lavori in corso per ordinazione" che evidenziano un incremento di 268 milioni di euro; tale andamento rispetto all'analogo periodo del 2016 riflette principalmente le maggiori attività di ingegneria su infrastrutture di rete esercite in regime di concessione e rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 (su cui ha impatto anche la variazione di perimetro di consolidamento relativa all'acquisizione di CELG-D).

Costi

4.b Costi - Euro 47.354 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2017	2016	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	14.764	13.508	1.256	9,3%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.919	3.279	640	19,5%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	7.903	6.536	1.367	20,9%
Materiali	846	789	57	7,2%
Costo del personale	3.349	3.321	28	0,8%
Servizi e godimento beni di terzi	11.495	11.128	367	3,3%
Ammortamenti e impairment	4.233	4.321	(88)	-2,0%
Oneri per certificati ambientali	857	612	245	40,0%
Altri costi operativi	1.164	1.246	(82)	-6,6%
Costi capitalizzati	(1.176)	(1.100)	(76)	-6,9%
Totale	47.354	43.640	3.714	8,5%

I costi per **acquisto di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2017 ammontano a 14.764 milioni di euro con un incremento di 1.256 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016 (9,3%). Tali costi includono gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 5.594 milioni di euro (5,102 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016), gli acquisti di energia negoziati sulle Borse dell'energia elettrica per 4.697 milioni di euro (2.985 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016) e altri acquisti effettuati su mercati locali ed esteri e nell'ambito dei servizi di dispacciamento e bilanciamento, per un importo complessivo di 4,474 milioni di euro (5.421 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016). I maggiori costi sono dovuti prevalentemente all'incremento degli acquisti effettuati sulla Borsa (in particolare in Italia, Iberia e America Latina, quest'ultima prevalentemente per effetto dell'ingresso di CELG-D nel perimetro di consolidamento a partire da febbraio 2017) e in misura inferiore all'aumento degli acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione degli altri acquisti sui mercati locali ed esteri, sostanzialmente riferibile alla riduzione dei volumi e dei prezzi intermediati da Enel Global Trading e all'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2017 sono pari a 3.919 milioni di euro, registrando un incremento di 640 milioni di euro (+19,5%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, per effetto del maggior fabbisogno connesso all'incremento di produzione di energia da fonte termoelettrica, soprattutto in Spagna, e dell'aumento dei prezzi medi dei combustibili, che hanno più che compensato l'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 7.903 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 con un incremento di 1.367 milioni di euro. La variazione riflette l'incremento dei costi medi di acquisto legati ai benefici riconosciuti nel 2016 in seguito alla chiusura degli accordi delle price review relative a taluni contratti di fornitura di gas e all'aumento dei volumi di gas intermediati.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2017 a 846 milioni di euro, con un incremento di 57 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione si riferisce prevalentemente all'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature per lavori su infrastrutture e reti in Brasile nell'ambito degli

accordi per servizi pubblici in concessione parzialmente compensato dalla riduzione dei costi per l'acquisto di certificati ambientali.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2017 è pari a 3.349 milioni di euro, registrando un incremento di 28 milioni di euro (+0,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Nei primi nove mesi del 2017 l'incremento del costo del personale si riferisce prevalentemente:

- > alla rilevazione nel 2017 di maggiori incentivi all'esodo per 15 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'accantonamento effettuato in CELG-D (45 milioni di euro al fine di efficientarne la struttura), parzialmente compensato da minori oneri in Spagna (-21 milioni di euro);
- > all'effetto della variazione dei tassi di cambio, con un effetto decrementativo di 7 milioni di euro;
- > all'incremento nei costi medi unitari, particolarmente sentito in America Latina, che ha comportato un maggior costo per 110 milioni di euro;
- > alla variazione di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile a Slovenské elektrárne, CELG-D ed EnerNOC, che ha comportato un saldo netto negativo per 10 milioni di euro;
- > all'effetto della riduzione delle consistenze medie rispetto allo stesso periodo del 2016 (-3.336 unità), con un effetto negativo di 87 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2017 è pari a 63.331 dipendenti, di cui 31.945 impegnati all'estero.

L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2017 si incrementa di 1.251 unità, nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.624 unità) a seguito delle variazioni di perimetro (+2.875 unità), principalmente dovute all'acquisizione di CELG-D in Brasile, di Enel Green Power Sannio in Italia e di EnerNOC in Nord America.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2016 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2016	62.080
Assunzioni	1.590
Cessazioni	(3.214)
Variazioni di perimetro	2.875
Consistenza al 30 settembre 2017	63.331

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2017 ammontano a 11.495 milioni di euro, con un incremento di 367 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2016. Tale incremento è connesso essenzialmente:

- > ai maggiori costi per vettori passivi per 224 milioni di euro soprattutto in America Latina e in Italia;
- > ai maggiori costi per servizi sostenuti, in relazione ad accordi per servizi pubblici in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, in Brasile, per 137 milioni di euro;
- > all'incremento di costi per prestazioni informatiche per 80 milioni di euro, soprattutto in Spagna, per l'incorporazione del ramo ICT, e in Italia; però tale variazione è rappresentata in parte da costi capitalizzati;
- > all'incremento di costi per interventi di manutenzione e riparazione per 71 milioni di euro soprattutto in Spagna e America Latina.

Tali effetti sono in parte compensati dalla riduzione degli oneri per accesso alla rete di trasmissione dell'energia per 225 milioni di euro, sostanzialmente in Spagna e per effetto del deconsolidamento di Slovenské elektrárne

Gli **ammortamenti e impairment** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 4.233 milioni di euro, registrando un decremento di 88 milioni di euro. Tale variazione nei primi nove mesi del 2017 è sostanzialmente riferibile a:

- > minori ammortamenti per immobili impianti e macchinari per 72 milioni di euro che risente del deconsolidamento di Slovenské elektrárne e dell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione da fonte rinnovabile soprattutto in Spagna;
- > maggiori ammortamenti di attività immateriali per 81 milioni, prevalentemente in Brasile, essenzialmente per l'acquisizione di CELG-D, la variazione dei tassi di cambio e l'incremento degli ammortamenti connessi alle attività che rientrano nel perimetro di applicazione IFRIC 12;
- > minori impairment per immobili impianti e macchinari per 21 milioni di euro essenzialmente in Spagna e in Italia;
- > minori impairment per 111 milioni di euro, riferibili ad adeguamenti al presumibile valore di realizzo, effettuati nei primi nove mesi del 2016 sugli asset classificati come posseduti per la vendita;
- > maggiori impairment per crediti commerciali per 36 milioni di euro, prevalentemente in Italia, in Brasile e Argentina.

Gli **oneri per certificati ambientali** nei primi nove mesi del 2017 sono pari a 857 milioni di euro in incremento di 245 rispetto allo stesso periodo del 2016. Tale variazione si riferisce prevalentemente a:

- > il decremento degli oneri per le quote di emissioni inquinanti (-81 milioni di euro), soprattutto in Italia e derivante da una riduzione del costo unitario delle quote emissione (EUAs e CERs) e delle emissioni;
- > l'aumento degli oneri per certificati di efficienza energetica (+281 milioni di euro), concentrato in Italia e derivante dai maggiori volumi acquistati rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2017 ammontano a 1.164 milioni di euro, con un decremento di 82 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016. Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > a una riduzione delle minusvalenze da alienazione di attività materiali per 181 milioni di euro, connessa essenzialmente alla rilevazione nel medesimo periodo dell'esercizio precedente, in America Latina, di minusvalenze per la rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per sei progetti di sviluppo in Cile e Perù, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socioeconomico;
- > a un decremento degli oneri per il buono sociale a carico delle società elettriche spagnole, verso l'organismo regolatorio locale, per 133 milioni di euro per l'applicazione di una sentenza giudiziale con la quale è stato deciso di eliminare tale onere a carico di dette società;
- > a maggiori oneri per imposte e tasse per 112 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione in Spagna (riferibili alla legge n. 15/2012 per 69 milioni di euro in correlazione a un incremento delle quantità prodotte), e a maggiori oneri per imposte sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna (per 62 milioni di euro);
- > a maggiori oneri per mancato raggiungimento di determinati standard qualitativi del servizio elettrico per 89 milioni di euro prevalentemente in Argentina (77 milioni di euro);
- > a un incremento degli oneri diversi di gestione per 29 milioni di euro, connesso essenzialmente al rilascio nei primi nove mesi del 2016 del fondo rischi e oneri per 47 milioni di euro che era stato stanziato in seguito all'istruttoria avviata dall'AGCM (Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato) nei confronti di e-distribuzione; tale effetto è parzialmente compensato dal deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

Nel primi nove mesi del 2017 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.176 milioni di euro, con un incremento di 76 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

4.c Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 383 milioni

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 383 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 (negativi per 130 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi ai primi nove mesi del 2017 sono riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 206 milioni di euro (44 milioni di euro di proventi netti realizzati nei primi nove mesi del 2016) e a proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 177 milioni di euro (174 milioni di euro oneri netti da valutazione nei primi nove mesi del 2016).

4.d Oneri finanziari netti - Euro 2.163 milioni

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un decremento di 14 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2016.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 2.877 milioni di euro e si riducono di 289 milioni rispetto al periodo precedente (3.166 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti effetti:

- > decremento delle differenze positive di cambio per 22 milioni di euro;
- > decremento degli interessi e degli altri proventi su attività finanziarie per 31 milioni di euro, connesso essenzialmente ai crediti finanziari a breve termine;
- > decremento dei proventi da strumenti derivati per 154 milioni di euro, stipulati prevalentemente a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera;
- > decremento degli altri proventi per 71 milioni di euro, sostanzialmente relativi alla riduzione degli interessi e altri proventi maturati sulle attività finanziarie relative ad accordi pubblici in concessione, nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, delle società brasiliane per 23 milioni di euro, alla riduzione degli interessi di mora per 7 milioni di euro e degli interessi attivi su depositi cauzionali per 8 milioni di euro;
- > decremento su proventi da partecipazioni in altre imprese per 11 milioni di euro.

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2017 ammontano invece a 5.040 milioni di euro, con un decremento di 303 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016. Il decremento è riferibile:

- > a minori oneri su strumenti derivati per 341 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla copertura del rischio di cambio sui finanziamenti accesi;
- > al decremento degli oneri per attualizzazione dei fondi per rischi e oneri per 25 milioni di euro, prevalentemente a seguito della riduzione degli oneri di attualizzazione del fondo decommissioning nucleare per 48 milioni di euro in seguito al deconsolidamento di Slovenské elektrárne. Tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento degli oneri di attualizzazione relativi agli altri fondi rischi e oneri per 24 milioni di euro prevalentemente in America Latina (22 milioni di euro) essenzialmente per l'applicazione della *Resolución* ENRE n. 1/2016 che ha comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in contenzioso in Argentina;
- > alla riduzione degli interessi passivi e oneri su debiti finanziari per 174 milioni di euro, essenzialmente per effetto della riduzione dell'indebitamento finanziario medio. Tale variazione è dovuta prevalentemente al decremento degli interessi su obbligazioni per 121 milioni di euro, prevalentemente su Enel SpA (91 milioni di euro), nonché dalla riduzione degli interessi passivi sui prestiti bancari a medio e lungo termine per 35 milioni di euro, e degli interessi passivi e altri oneri finanziari su linee di credito bancarie revolving a medio e lungo termine per 16 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
- > al decremento degli oneri per attualizzazione sulle passività connesse ai benefici concessi ai dipendenti per 75 milioni di euro che si riferisce prevalentemente agli interessi passivi sul fondo incentivi all'esodo (72 milioni di euro);

- > all'incremento delle differenze negative di cambio per 118 milioni di euro;
- > a maggiori altri oneri per 194 milioni di euro che si riferiscono sostanzialmente agli oneri finanziari rilevati da Enel Finance International (107 milioni di euro), a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call option" prevista dal contratto originario, nonché a minori interessi capitalizzati (60 milioni di euro) e a maggiori oneri finanziari diversi connessi all'acquisizione di CELG-D (53 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione degli oneri finanziari relativi alle operazioni di cessione di crediti con derecognition (14 milioni), dalla rilevazione di impairment su crediti finanziari nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente (6 milioni di euro) e da minori interessi passivi di mora (4 milioni di euro).

4.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 114 milioni

La **quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2017 è positiva per complessivi 114 milioni di euro.

4.f Imposte - Euro 1.505 milioni

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2017 ammontano a 1.505 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,1% (a fronte di un'incidenza del 30,6% nei primi nove mesi del 2016). La minore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2017 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente è da riferire essenzialmente alla riduzione di aliquota fiscale in Italia parzialmente compensata dall'incremento delle aliquote fiscali in Cile. Si segnala inoltre che la minore tassazione delle plusvalenze di 144 milioni di euro per la cessione di Electrogas in Cile è integralmente compensata dalla minore tassazione del periodo a confronto (2016) per la plusvalenza derivante dalla cessione di GNL Quintero (171 milioni di euro) realizzata sempre in Cile.

Attività

5.a Attività non correnti - Euro 119.539 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2017 a 91.701 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 617 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente agli investimenti del periodo (5.520 milioni di euro) e alle variazioni di perimetro registrate per 1.945 milioni di euro.

Queste ultime si riferiscono in gran parte all'acquisizione di CELG-D, tra i cui asset si segnala il diritto di concessione per la distribuzione dell'energia elettrica nella regione di Goiás. Tali effetti sono stati in parte compensati dagli ammortamenti e impairment rilevati su tali attività per complessivi 3.649 milioni di euro, nonché dalle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera (negative per 3.069 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 13.660 milioni di euro, presenta un incremento di 104 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. La variazione trova principalmente riscontro, oltre che nelle differenze cambio negative,:

- > nell'iscrizione del goodwill relativo all'acquisizione di EnerNOC, società statunitense leader nel settore dei servizi di demand response ed energetici per clienti industriali, commerciali e istituzionali per 187 milioni di euro;
- > nella riclassifica (per 55 milioni di euro) tra le attività possedute per la vendita della porzione del goodwill associato alla Cash Generating Unit EGP America Latina attribuita ai parchi eolici messicani per i quali nel corso del terzo trimestre si è verificata l'esistenza dei requisiti previsti dall'IFRS 5 per tale classificazione.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.565 milioni di euro, si incrementano di 7 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente.

La movimentazione del periodo, oltre a risentire del risultato positivo di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method, tiene anche conto della cessione di Electrogas.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 12.613 milioni di euro al 30 settembre 2017 e includono:

Milioni di euro				
	al 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	6.395	6.665	(270)	-4,1%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.912	2.622	290	11,1%
Altre attività finanziarie non correnti	2.114	2.879	(765)	-26,6%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	366	106	260	-
Altri crediti a lungo termine	826	600	226	37,7%
Totale	12.613	12.872	(259)	-2,0%

Il decremento del periodo, pari a 259 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- > al calo delle altre attività finanziarie non correnti per 765 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del fair value degli strumenti finanziari derivati (846 milioni di euro, prevalentemente associati agli strumenti di copertura del rischio cambio designati di cash flow hedge) e delle altre partecipazioni (14 milioni di euro, inclusivi tra gli altri della partecipazione valutata al fair value detenuta in Bayan Resources). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento registrato nelle attività finanziarie per servizi in concessione connesse agli investimenti effettuati sulla rete di distribuzione in concessione in Brasile (111 milioni di euro);
- > al decremento delle attività per imposte anticipate per 270 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei rilasci della fiscalità anticipata, principalmente nella holding spagnola per il particolare regime fiscale da applicare ai dividendi nell'ambito del consolidato fiscale, sulle differenze di valore di attività materiali e immateriali e sulla valutazione di strumenti finanziari derivati classificati di cash flow hedge, oltre che per la riclassifica a "attività possedute per la vendita" della fiscalità anticipata sugli impianti eolici messicani;
- > all'incremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto per 290 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'aumento dei crediti finanziari a medio e lungo termine per 342 milioni di euro il cui effetto è parzialmente compensato dalla riduzione dei titoli "disponibili per la vendita" per 51 milioni di euro nelle società assicurative olandesi che per esigenze di allineamento ai profili di rischio gestiti hanno ridotto il portafoglio a lungo termine a fronte di un aumento di quello a breve termine;
- > all'incremento dei crediti non correnti verso operatori istituzionali di mercato per 260 milioni di euro, principalmente dovuto all'aumento dei crediti verso la CSEA per 253 milioni di euro, in relazione ai contributi maturati a fronte del raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico attraverso progetti o l'acquisto di titoli di efficienza energetica;
- > all'aumento di altri crediti a lungo termine per 226 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla variazione del perimetro di consolidamento di CELG-D (258 milioni di euro al netto delle differenze cambio) che comprende principalmente crediti a lungo termine verso altri operatori di settore. Tale effetto è parzialmente compensato dal decremento dei crediti in Enel SpA dovuto essenzialmente al rimborso da parte dell'Agenzia delle Entrate di crediti relativi a imposte dirette.

5.b Attività correnti - Euro 32.881 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 2.924 milioni di euro e presentano un incremento di 360 milioni di euro, registrato principalmente in Italia e dovuto all'acquisto di contatori di seconda generazione in attuazione del piano Open Meter, all'acquisto di materiali per le reti a media e bassa tensione da destinare ad attività manutentive e di funzionamento, oltre che all'aumento delle quote dei diritti di emissione CO₂ e delle giacenze di gas e altri combustibili.

I *crediti commerciali*, pari a 13.596 milioni di euro, sono in crescita di 90 milioni di euro, con una variazione derivante essenzialmente dall'aumento dei crediti per vendita e trasporto energia registrato soprattutto in America Latina.

Le *altre attività correnti*, pari a 11.234 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro	al 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.793	2.924	1.869	63,9%
Altre attività finanziarie correnti	2.291	4.074	(1.783)	-43,8%
Crediti tributari	1.609	1.543	66	4,3%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.056	1.025	31	3,0%
Altri crediti a breve termine	1.485	1.355	130	9,6%
Totale	11.234	10.921	313	2,9%

L'incremento del periodo, pari a 313 milioni di euro, è riconducibile principalmente a:

- > un aumento per 1.869 milioni di euro delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento, dovuto principalmente all'incremento dei cash collateral versati (1.391 milioni di euro), della quota a breve termine dei crediti finanziari a medio e lungo termine (408 milioni di euro), da un aumento dei crediti per operazioni di factoring (370 milioni di euro) e dei titoli correnti (31 milioni di euro). Tale effetto risulta compensato parzialmente per 384 milioni di euro dall'incasso, avvenuto ad aprile 2017, del credito fiscale vantato da Enel Green Power North America verso Cimarron Bend e Lindhal;
- > una flessione per 1.783 milioni di euro delle altre attività finanziarie correnti, connesso alla variazione negativa del fair value degli strumenti finanziari derivati (1.751 milioni di euro, prevalentemente riferibile alla copertura del rischio prezzo delle commodity energetiche di derivati valutati al fair value contro Conto economico) e per la restante parte a minori crediti verso terzi;
- > un incremento degli altri crediti a breve termine per 130 milioni di euro, prevalentemente relativi a un incremento delle attività per lavori in corso su ordinazione;
- > un incremento di 66 milioni di euro dei crediti tributari, relativa essenzialmente ai maggiori crediti per imposte sul reddito delle società in Italia.

5.c Attività possedute per la vendita - Euro 1.592 milioni

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, che in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

La variazione del periodo riguarda principalmente la riclassifica come posseduto per la vendita:

- > di otto società di progetto messicane, titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione per una capacità complessiva pari a 1,7 GW, per le quali Enel Green Power ha firmato con l'investitore istituzionale canadese

- Caisse de dépôt et placement du Québec e con CKD Infraestructura México SA de Cv, veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani, gli accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale;
- > delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas, per la quale Enel Green Power Hellas ("EGPH"), il fondo CCP Credit Acquisition Luxco Sarl e CSCP III Acquisition Luxco Sarl (congiuntamente chiamate "Centerbridge") hanno firmato un joint venture agreement (JVA) che regola i termini e la gestione da parte di EGPH e Centerbridge della HoldCo che verrà costituita e nella quale dovranno essere conferite da parte di EGPH il 100% dei progetti afferenti a tale parco eolico.

Patrimonio netto e passività

5.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 35.255 milioni

L'incremento dei primi nove mesi del 2017 del patrimonio netto di Gruppo, pari a 452 milioni di euro, risente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo a Conto economico (2.621 milioni di euro), solo parzialmente compensato da quello rilevato direttamente a patrimonio netto (-1.264 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai dividendi deliberati e distribuiti nel periodo (-905 milioni di euro).

5.e Passività non correnti - Euro 61.429 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 40.895 milioni di euro (41.336 milioni di euro al 31 dicembre 2016), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 31.171 milioni di euro (32.401 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 9.724 milioni di euro (8.935 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La variazione rilevata nei nove mesi è dovuta sostanzialmente alla riduzione dei prestiti obbligazionari per 1.231 milioni di euro.

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 15.835 milioni di euro al 30 settembre 2017 (16.334 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 2.529 milioni di euro, in diminuzione di 56 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016;
- > fondi rischi e oneri per 4.909 milioni di euro (4.981 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La voce include, tra gli altri, il fondo contenzioso legale per 839 milioni di euro (698 milioni di euro al 31 dicembre 2016), il fondo per decommissioning nucleare per 538 milioni di euro (567 milioni di euro al 31 dicembre 2016), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 799 milioni di euro (754 milioni di euro al 31 dicembre 2016), il fondo oneri su imposte e tasse per 281 milioni di euro (290 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.756 milioni di euro (1.902 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > passività per imposte differite per 8.397 milioni di euro (8.768 milioni di euro al 31 dicembre 2016) con una riduzione di 371 milioni di euro. Infatti la variazione positiva di perimetro di consolidamento, da ascrivere interamente all'acquisizione di CELG-D ed EnerNOC, è stata più che compensata dal deprezzamento delle valute estere delle società controllate rispetto alla valuta funzionale, dagli utilizzi conseguenti agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, nonché dalla riclassifica tra le passività possedute per la vendita della fiscalità differita dei progetti eolici messicani rientrati nell'ambito di applicazione dell'IFRS 5.

Le *altre passività non correnti* sono pari a 4.699 milioni di euro (4.388 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e si incrementano di 311 milioni di euro sostanzialmente per effetto della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati (+153 milioni di

euro), dovuta essenzialmente all'incremento del fair value dei derivati di copertura del rischio cambio, designati di cash flow hedge, nonché da maggiori passività non correnti derivanti dal consolidamento di CELG-D.

5.f Passività correnti - Euro 38.594 milioni

I *finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finanziamenti a lungo termine* incrementano di 122 milioni di euro, passando da 9.756 milioni di euro di fine 2016 a 9.878 milioni di euro al 30 settembre 2017. Tale variazione è connessa essenzialmente all'incremento della quota a breve dei prestiti obbligazionari (1.161 milioni di euro) parzialmente compensata dalla riduzione dei finanziamenti a breve termine per i 1.457 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 11.136 milioni di euro (12.688 milioni di euro al 31 dicembre 2016), sono in diminuzione di 1.552 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 17.580 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro				
	al 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.829	1.785	44	2,5%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.806	4.617	189	4,1%
Passività finanziarie correnti	3.158	4.586	(1.428)	-31,1%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	544	649	(105)	-16,2%
Debiti tributari	3.420	1.430	1.990	-
Altri	3.823	5.452	(1.629)	-29,9%
Totale	17.580	18.519	(939)	-5,1%

La variazione del periodo, pari a 939 milioni di euro, è essenzialmente dovuta:

- > a un decremento delle passività finanziarie correnti pari a 1.428 milioni di euro, riconducibile in massima parte alla riduzione del fair value degli strumenti finanziari derivati (1.021 milioni di euro), associata prevalentemente agli strumenti di copertura del rischio prezzo di commodity rilevati al fair value contro Conto economico, nonché al decremento sia dei ratei passivi aventi natura finanziaria (117 milioni di euro) sia dei debiti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo (per circa 296 milioni di euro);
- > una riduzione degli altri debiti di 1.629 milioni di euro, sostanzialmente riferibile ai dividendi pagati nel corso dei primi nove mesi del 2017;
- > un decremento dei debiti verso il personale e istituti di previdenza, pari a 105 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia e collegato ai meccanismi di esodo incentivato;
- > a un aumento dei debiti tributari pari a 1.990 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo al netto dei pagamenti di imposte effettuati e dei debiti relativi alle imposte addizionali sui consumi di energia elettrica e di gas.

5.g Passività possedute per la vendita - Euro 1.376 milioni

Includono le passività correlate al perimetro delle "Attività possedute per la vendita" e commentate nella voce relativa.

6. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 settembre 2017 e al 31 dicembre 2016, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	188	298	(110)	-36,9%
Depositi bancari e postali	4.809	7.777	(2.968)	-38,2%
Altri investimenti di liquidità	130	215	(85)	-39,5%
Titoli	67	36	31	86,1%
Liquidità	5.194	8.326	(3.132)	-37,6%
Crediti finanziari a breve termine	3.054	1.993	1.061	53,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	498	128	370	-
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.174	767	407	53,1%
Crediti finanziari correnti	4.726	2.888	1.838	63,6%
Debiti verso banche	(110)	(909)	799	-87,9%
Commercial paper	(2.641)	(3.059)	418	-13,7%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.164)	(749)	(415)	-55,4%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(4.607)	(3.446)	(1.161)	-33,7%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(192)	(189)	(3)	-1,6%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.164)	(1.700)	536	31,5%
Totale debiti finanziari correnti	(9.878)	(10.052)	174	1,7%
Posizione finanziaria corrente netta	42	1.162	(1.120)	-96,4%
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(8.309)	(7.446)	(863)	-11,6%
Obbligazioni	(31.171)	(32.401)	1.230	3,8%
Debiti verso altri finanziatori	(1.415)	(1.489)	74	5,0%
Posizione finanziaria non corrente	(40.895)	(41.336)	441	1,1%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(40.853)	(40.174)	(679)	-1,7%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.912	2.621	291	11,1%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(37.941)	(37.553)	(388)	-1,0%

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

Altre informazioni

7. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere nei primi nove mesi del 2017 e del 2016 e al 30 settembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1	1.260	2.045	304	66	-	3.676	111	3.787	52.909	7,2%
Altri ricavi e proventi	-	-	1	-	1	-	2	3	5	1.279	0,4%
Proventi finanziari	-	-	-	-	1	-	1	4	5	2.877	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.472	1.783	1.034	-	1	-	5.290	263	5.553	26.421	21,0%
Costi per servizi e altri materiali	-	62	1.794	4	106	-	1.966	86	2.052	12.506	16,4%
Altri costi operativi	3	378	4	-	-	-	385	-	385	2.021	19,0%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	22	-	-	-	22	(5)	17	383	4,4%
Altri oneri finanziari	-	-	-	1	1	-	2	19	21	5.040	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.09.2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	35	457	40	26	-	558	161	719	13.596	5,3%
Altre attività correnti	-	34	15	222	1	-	272	34	306	11.234	2,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	37	43	4.699	0,9%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.027	-	-	-	1.027	-	1.027	40.895	2,5%
Debiti finanziari correnti e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	94	103	-	-	197	134	331	9.878	3,4%
Debiti commerciali	568	40	418	999	15	-	2.040	-	2.040	11.136	18,3%
Altre passività correnti	-	-	6	-	-	-	6	19	25	17.580	0,1%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	280	293	-	93	-	666	-	666		
Garanzie ricevute	-	-	261	-	26	-	287	-	287		
Impegni	-	-	57	-	12	-	69	-	69		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	35	947	1.956	346	51	-	3.335	194	3.529	50.131	7,0%
Altri ricavi	-	-	2	6	2	-	10	8	18	1.328	1,4%
Altri proventi finanziari	-	-	14	-	-	-	14	3	17	3.166	0,5%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.287	1.167	741	2	-	-	4.197	249	4.446	23.141	19,2%
Costi per servizi e altri materiali	1	47	1.778	3	36	-	1.865	76	1.941	12.100	16,0%
Altri costi operativi	2	192	4	-	-	-	198	-	198	1.858	10,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	10	-	-	-	10	13	23	(130)	-17,7%
Altri oneri finanziari	-	-	-	1	-	-	1	20	21	5.343	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13.506	7,1%
Altre attività correnti	-	-	15	101	1	-	117	145	262	10.921	2,4%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	17	23	4.388	0,5%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.072	-	-	-	1.072	-	1.072	41.336	2,6%
Debiti commerciali	638	372	490	1.239	18	-	2.757	164	2.921	12.688	23,0%
Altre passività correnti	-	-	3	-	21	-	24	15	39	18.519	0,2%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4.384	2,0%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
Garanzie ricevute	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
Impegni	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura (reperibile all'indirizzo internet <https://www.enel.com/it/investors1/comitati/comitato-parti-correlate>) che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nei primi nove mesi del 2017 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

8. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro	al 30.09.2017	al 31.12.2016	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	9.381	8.123	1.258
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	70.358	63.407	6.951
- acquisti di combustibili	43.655	47.305	(3.650)
- forniture varie	1.082	1.309	(227)
- appalti	2.509	1.846	663
- altre tipologie	3.394	3.751	(357)
Totale	120.998	117.618	3.380
TOTALE	130.379	125.741	4.638

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2017 a 70.358 milioni di euro, di cui 17.641 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2017-2021, 14.485 milioni di euro relativi al periodo 2022-2026, 13.119 milioni di euro al periodo 2027-2031 e i rimanenti 25.113 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 settembre 2017 a 43.655 milioni di euro, di cui 24.304 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2017-2021, 11.431 milioni di euro relativi al periodo 2022-2026, 6.569 milioni di euro al periodo 2027-2031 e i rimanenti 1.351 milioni di euro con scadenza successiva.

9. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel

Con riferimento alla richiesta di rinvio a giudizio avanzata dalla Procura della Repubblica di Rovigo avverso alcuni Amministratori, ex Amministratori, dirigenti, ex dirigenti e dipendenti di Enel ed Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri, relativo a presunte emissioni provenienti dalla centrale di Porto Tolle, cui è seguita, in data 18 gennaio 2017, l'assoluzione in secondo grado di tutti gli imputati con la formula «il fatto non sussiste», la Procura Generale competente ha proposto, con atto del 9 giugno 2017, ricorso per Cassazione avverso detta assoluzione dei tre ex Amministratori delegati per il reato di disastro doloso. La Cassazione ha fissato l'udienza il 10 gennaio 2018.

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, nel mese di marzo 2017 è stato proposto appello avverso la sentenza del 26 ottobre 2016 da alcune parti civili private (gli agricoltori esclusi), dalla Provincia di Brindisi, dai due dipendenti di Enel Produzione condannati, nonché dal Responsabile civile (la stessa Enel Produzione SpA) e dai due dipendenti della società nei cui confronti è stata dichiarata la prescrizione.

Per quanto riguarda il procedimento dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria, questo si è concluso all'udienza del 23 giugno 2016. Con tale sentenza il Tribunale ha assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali reati, perché il fatto non sussiste. In un solo caso ha dichiarato la prescrizione. Parimenti è stata dichiarata la prescrizione per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale. Invece, il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato al 22 febbraio 2018 per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

Con riferimento ai contenziosi derivati dal noto black-out del 28 settembre 2003, i giudizi pendenti risultano essere, al 30 settembre 2017, circa 8.300. Inoltre, visti gli orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. Con riferimento, poi, al giudizio instaurato da Enel avverso la Compagnia assicuratrice Cattolica, al fine di ottenere la quantificazione e il pagamento delle somme dovutele da parte della stessa Cattolica, il giudice, con ordinanza del 12 luglio 2017, ha sciolto la riserva sulle istanze istruttorie e ha rinviato la causa all'udienza del 25 novembre 2019 per la decisione.

Contenzioso BEG

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Francia

Il 13 settembre 2017 si è tenuta un'udienza procedurale a seguito della quale il Tribunal de Grande Instance ha fissato una nuova udienza il 25 ottobre 2017, per la trattazione di questioni procedurali. L'udienza per la discussione orale è prevista il 18 dicembre 2017.

Stato di New York

Il procedimento è pendente e le parti hanno concordato di chiedere un rinvio dell'udienza di merito, originariamente fissata il 17 ottobre 2017, nelle more dell'emissione della sentenza sulla giurisdizione. La nuova data di udienza è stata fissata il 10 aprile 2018.

Olanda

A seguito dell'impugnativa proposta da Enel ed Enelpower avverso la decisione del 18 settembre 2014, con cui il Tribunale dell'Aja emetteva un provvedimento cautelare per la somma di 425 milioni di euro, la Corte d'Appello dell'Aja, con decisione del 9 febbraio 2016, ha accolto i relativi ricorsi, disponendo la revoca degli stessi provvedimenti cautelari, previo rilascio di una garanzia da parte di Enel per l'importo di 440 milioni di euro e di una controgaranzia da parte di Albania BEG Ambient Shpk di 50 milioni di euro circa. La garanzia di Enel è stata rilasciata in data 30 marzo 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la propria controgaranzia. Il 4 aprile 2016, Albania BEG Ambient Shpk ha impugnato la sentenza della Corte d'Appello dell'Aja del 9 febbraio 2016 dinanzi alla Corte di Cassazione olandese che, con sentenza del 23 giugno 2017, ha rigettato il ricorso di Albania BEG Ambient Shpk, comportando il passaggio in giudicato della decisione sulla revoca dei relativi procedimenti cautelari.

Con riferimento al giudizio di merito pendente dinanzi alla Corte di Appello di Amsterdam, l'udienza di discussione è prevista a fine gennaio 2018.

Per quanto riguarda invece l'appello presentato da Albania BEG Ambient Shpk avverso la decisione del Tribunale di Amsterdam del 26 agosto 2016, permane la sospensione di tale procedimento, in origine disposta in vista della sentenza della Corte di Cassazione olandese, poi pronunciata il 23 giugno 2017.

Irlanda

Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato un procedimento in Irlanda per far riconoscere in questo Paese la pronuncia del Tribunale di Tirana. La High Court, con sentenza dell'8 marzo 2016, ha accolto le difese di Enel ed Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione in Irlanda. Il 31 marzo 2017, Albania BEG Ambient Shpk ha presentato domanda di appello ("expedited appeal") avverso la sentenza che l'8 marzo 2016 aveva dichiarato la carenza di giurisdizione del giudice irlandese. Enel ed Enelpower si sono costituite nel giudizio di impugnazione il 7 aprile 2017. L'udienza per la discussione è fissata il 8 novembre 2017.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA dei sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA. Parallelamente, Albania BEG Ambient Shpk ha avviato un procedimento volto a riconoscere in tale stato la sentenza del Tribunale di Tirana. Il procedimento si trova ancora in fase di svolgimento ed è in corso la fase di scambio di memorie delle parti. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Con riferimento al procedimento di primo grado del 29 marzo 2017, conclusosi con formula assolutoria "per non aver commesso il fatto", per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche a carico di e-distribuzione SpA, in data 26 giugno 2017 sono state depositate le relative motivazioni.

Inoltre, in data 14 luglio 2017, è stato notificato a Enel Green Power SpA il decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche. Il relativo procedimento è stato avviato per la presunta commissione da parte di un procuratore della Società, nell'interesse della stessa, del reato di distruzione di habitat naturale in un sito protetto, che

assumerebbe rilevanza ai fini del decreto legislativo n. 231/2001. La prossima udienza è fissata per il giorno 9 novembre 2017.

Contenzioso Cibran - Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos ("Cibran") ha avviato sei azioni giudiziali nei confronti della società Ampla Energia e Serviços SA ('Ampla') per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana tra il 1987 e il 2002, oltre a richieste di indennizzo per danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole ad Ampla. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran che ha successivamente impugnato tale decisione con esito favorevole ad Ampla.

La prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1994 al 1999, è stata decisa con una sentenza di primo grado, emessa a settembre 2014, disponendo la condanna di Ampla a circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Ampla ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Superior Tribunal de Justiça. Pertanto, il 16 dicembre 2016, Cibran ha impugnato tale decisione con ricorso (*recurso especial*) dinanzi al Superior Tribunal de Justiça e il procedimento è in corso.

Con riferimento alla seconda domanda, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 2002, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Ampla a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 18.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 22 milioni di euro), oltre interessi. In data 8 luglio 2015, Ampla ha presentato appello avverso tale decisione dinanzi al Tribunal de Justiça del Rio de Janeiro e si è in attesa dell'emissione della sentenza.

Con riguardo ai restanti quattro giudizi, si è ancora in attesa di una decisione. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 439 milioni di real brasiliani (circa 124 milioni di euro).

El Quimbo - Colombia

Con riguardo al progetto "El Quimbo", l'11 aprile 2016 il Tribunale Amministrativo del Huila aveva nuovamente confermato la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre 2016, termine che è stato in seguito prorogato per ulteriori sei mesi a partire da febbraio 2017. Successivamente, alla scadenza del termine per la sospensione della misura cautelare ad agosto 2017, in assenza di provvedimenti giudiziari contrari, la centrale del Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale.

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 20 aprile 2016, SAPE ha presentato una domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV in relazione alla mancata distribuzione dei dividendi più gli interessi. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche Enel Energie Muntenia e E-Distributie Muntenia e riquilificando il valore complessivo della controversia in circa 56 milioni di euro, oltre interessi da quantificare. In data 22 maggio 2017, SAPE ha ulteriormente modificato la propria pretesa quantificando la propria domanda in complessivi 110 milioni di euro circa, oltre interessi. Il procedimento è nella fase preliminare.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

In relazione alla domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC), avanzata da Slovenské elektrárne ("SE") sulla base del VEG Indemnity Agreement, il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti e il procedimento è proseguito per l'esame della domanda nel merito relativamente all'*an*,

rinviano a un eventuale giudizio successivo per la pronuncia sul *quantum*. In data 30 giugno 2017, il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale è stata rigettata la domanda di SE.

Per quanto riguarda il procedimento attualmente pendente dinanzi ai tribunali slovacchi avviato, sia da VV sia dal National Property Fund (oggi "MH Manazment"), con il fine di accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement, il 27 settembre 2017 si è tenuta un'udienza dinanzi al Tribunale di Bratislava nella quale il giudice ha rigettato la richieste dell'attrice per ragioni processuali. Per quanto attiene, invece, all'altro procedimento pendente innanzi il Tribunale di Bratislava in cui VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre a interessi, l'udienza è stata fissata il 4 dicembre 2017.

CIS e Interporto Campano

Con riferimento all'accordo transattivo del 20 gennaio 2017, stipulato tra Enel Green Power, CIS e Interporto Campano per la definizione di ogni reciproca pretesa in relazione ai contenziosi insorti, nel mese di aprile 2017 è stato sottoscritto un accordo modificativo della stessa transazione di gennaio 2017. Con la modifica dell'accordo transattivo le parti hanno convenuto di ripristinare il canone di locazione di Interporto e di ridurre ulteriormente il canone relativo al diritto di superficie del CIS. Tale modifica non ha avuto alcun impatto economico per Enel Green Power.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

Con riferimento all'arbitrato di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) avviato da Chucas al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto, la decisione sarà emessa nel mese di dicembre 2017.

In relazione, invece, al contenzioso davanti alla Camera Arbitrale di Commercio di Parigi, con l'ultima memoria depositata in data 10 marzo 2017, FCC Construcción América SA e FCC Construcción SA (FCC) ha richiesto di confermare che il contratto è stato risolto senza giusta causa chiedendo il pagamento di danni per un ammontare di circa 27 milioni di dollari statunitensi. Con l'ultima memoria depositata a maggio 2017 Chucas, oltre a chiedere il rigetto delle domande avversarie, ha depositato una domanda riconvenzionale per ottenere la conferma della risoluzione per inadempimento quantificando la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi. L'udienza è stata fissata per la prima settimana di febbraio 2018.

Contenzioso fiscale - Imposte sui redditi - Enel Green Power España SL - Spagna

Il 7 giugno 2017, l'Autorità fiscale spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SL, contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) in Enel Green Power España SL avvenuta nel 2011. Tale rilievo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.

Il 6 luglio 2017, la Società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la Società fornirà – nel corso del contenzioso – tutto il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa.

Il valore complessivo della causa al 30 settembre 2017 è di circa 92 milioni di euro (dei quali circa 16 milioni di euro corrispondono a interessi di mora). Il suddetto importo è stato in parte compensato con alcuni crediti emersi per effetto della verifica, mentre l'importo residuo, pari a circa 87 milioni di euro, è stato avallato mediante garanzia bancaria ottenendone la sospensione della riscossione.

10. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Emissione di nuovi prestiti obbligazionari in dollari statunitensi

Il 3 ottobre 2017 Enel Finance International ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi-tranche destinata a investitori istituzionali per un totale di 3 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 2,5 miliardi. L'emissione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste in esubero per circa tre volte, totalizzando ordini per un ammontare pari a circa 9 miliardi di dollari statunitensi. La seconda offerta del Gruppo Enel nel 2017 sul mercato americano, rientra nella strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato in scadenza.

L'operazione è strutturata nelle seguenti tranche:

- > 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 2,75% con scadenza 2023;
- > 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 3,5% con scadenza 2028;
- > un importo addizionale di 500 milioni di dollari statunitensi a valere sull'emissione EFI di maggio 2017 a tasso fisso 4.750% con scadenza 2047.

Alle tranche sopra indicate, in considerazione delle relative caratteristiche, è stato assegnato un rating provvisorio pari a BBB da parte di Standard & Poor's, a Baa2 da parte di Moody's e a BBB+ da parte di Fitch.

Accordo di tax equity per l'impianto di Thunder Ranch (USA)

Il 6 ottobre 2017 Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA"), attraverso la controllata Thunder Ranch Wind Holdings, ha siglato un accordo di tax equity del valore di circa 330 milioni di dollari statunitensi con Alternative Energy Investing Group di Goldman Sachs e GE Energy Financial Services, di General Electric che ha per oggetto il parco eolico di Thunder Ranch, da 298 MW, in Oklahoma.

In base all'accordo, comunemente utilizzato nello sviluppo di impianti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, i due investitori finanziari acquisteranno il 100% dei titoli di "Classe B" e "Classe C" del progetto, a fronte del pagamento del corrispettivo sopra indicato. Tale partecipazione consentirà ai due investitori di ottenere, a determinate condizioni fissate dalla normativa fiscale statunitense, una percentuale dei benefici fiscali dell'impianto di Thunder Ranch. Da parte sua, EGPNA, attraverso Thunder Ranch Holdings, manterrà la proprietà del 100% dei titoli di "Classe A" e quindi la gestione del progetto.

L'accordo garantisce l'impegno di finanziamento dei due investitori, e il perfezionamento del finanziamento è previsto all'avvio dell'operatività commerciale dell'impianto eolico da 298 MW. I lavori di costruzione di Thunder Ranch sono iniziati a maggio scorso, e l'impianto dovrebbe entrare in esercizio entro fine 2017.

Accordo per la cessione di impianti eolici e solari in Messico

Il 9 ottobre 2017 Enel Green Power ("EGP"), ha firmato con l'investitore istituzionale canadese Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ") e il veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México. ("CKD IM") gli accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale di una holding messicana di nuova costituzione ("Holdco") titolare dell'intero capitale di otto società di progetto ("SPV"). In particolare, le otto SPV sono titolari di un portafoglio composto da tre impianti in esercizio (per complessivi 429 MW) e cinque progetti in corso di realizzazione (per complessivi 1.283 MW), per un totale di circa 1,7 GW. In particolare, tale portafoglio è costituito per circa 1 GW dagli impianti solari di Villanueva I (427 MW), Villanueva III (327 MW), Don José (238 MW) e per circa 0,7 GW dagli impianti eolici di Amistad (198 MW), Dominica (200 MW), Palo Alto (129 MW), Salitrillos (93 MW) e Vientos del Altiplano (100 MW). I predetti impianti beneficiano di contratti a lungo termine di vendita dell'energia elettrica prodotta ("PPA").

Sulla base degli accordi sottoscritti, EGP continuerà nella gestione operativa degli impianti detenuti dalle SPV e completerà quelli ancora in corso di costruzione tramite due società controllate di nuova costituzione. Inoltre, a partire dal

1° gennaio 2020, EGP avrà la possibilità di conferire nella Holdco ulteriori progetti; per effetto di tali eventuali conferimenti, potrà quindi incrementare la propria partecipazione nella Holdco, sino a diventarne socio di maggioranza. L'operazione prevede un controvalore pari a 1,35 miliardi di dollari statunitensi, di cui circa 340 milioni di dollari statunitensi come corrispettivo per la vendita dell'80% del capitale della Holdco e circa 1.010 milioni di dollari statunitensi concernenti la concessione di finanziamenti (Related Party Loan) alle SPV da parte di CDPQ-CKD. Tenuto conto degli investimenti necessari per il completamento della costruzione degli impianti (che saranno finanziati tramite Project Financing per circa 0,9 miliardi di dollari statunitensi) e della sopracitata concessione di finanziamenti (Related Party Loan) per complessivi 1,3 miliardi di dollari statunitensi, il 100% dell'enterprise value della Holdco risultante da tale valorizzazione sarà pari a circa 2,6 miliardi di dollari statunitensi, con un equity value pari a circa 0,4 miliardi di dollari statunitensi.

Il perfezionamento dell'operazione, soggetto ad alcune condizioni sospensive usuali e all'ottenimento della necessaria autorizzazione da parte dell'Autorità antitrust messicana, è previsto entro la fine del 2017. Il pagamento del corrispettivo è previsto contestualmente al closing, fermo restando che il relativo importo sarà sottoposto a un successivo meccanismo di "price adjustment" comune per operazioni di questo tipo e principalmente basato sulle variazioni del capitale circolante netto della Holdco. L'operazione consentirà al Gruppo Enel di ridurre l'indebitamento finanziario netto consolidato per circa 1,9 miliardi di dollari statunitensi alla data del closing.

Questa operazione è realizzata attraverso l'applicazione del modello "Build, Sell and Operate" (BSO) annunciato nel Piano Strategico di Gruppo 2017-2019. Il ricorso al BSO consente di capitalizzare più velocemente la pipeline di progetti rinnovabili, riducendo il profilo di rischio complessivo e anticipando la creazione di valore.

Cessione di PT Bayan Resources

Il 10 ottobre 2017 Enel Investment Holding ha perfezionato l'accordo per la vendita del 10% del produttore di carbone indonesiano PT Bayan Resources ("Bayan"), all'imprenditore Dato' Low Tuck Kwong, azionista di controllo di Bayan, a fronte di un corrispettivo di 85 milioni di dollari statunitensi, interamente per cassa.

Tale quota era stata comprata nell'agosto 2008 durante l'Offerta Pubblica Iniziale (IPO) che ha preceduto la quotazione del produttore di carbone indonesiano sulla Borsa di Giacarta.

Enel entra in Etiopia con una gara per il solare

Il 23 ottobre 2017 un consorzio guidato dalla divisione rinnovabili di Enel e che comprende anche Orchid Business Group, gruppo leader nel settore delle infrastrutture in Etiopia, è stato selezionato miglior offerente per un progetto fotovoltaico da 100 MW nella gara per il solare lanciata dalla utility locale Ethiopian Electric Power ("EEP") nel quadro del Growth and Transformation Plan ("GTP 2") del Governo etiope.

Il consorzio ottiene il diritto a sviluppare, costruire e gestire 100 MW di capacità fotovoltaica a Metehara, nel quale investirà circa 120 milioni di dollari statunitensi. L'impianto dovrebbe entrare in servizio nel 2019 e, una volta operativo, sarà in grado di generare circa 280 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 296.000 tonnellate di CO₂ ed è supportato da un accordo di fornitura ventennale con EEP per tutta l'energia prodotta dal parco solare.

Acquisizione di eMotorWerks

Il 25 ottobre Enel, attraverso la controllata statunitense EnerNOC, ha acquisito la società californiana eMotorWerks, leader nella fornitura di stazioni di ricarica per veicoli elettrici, denominate JuiceBox, e titolare di JuiceNet, piattaforma di Internet of Things (IoT) per la gestione intelligente della ricarica dei veicoli elettrici e di altri sistemi di accumulo distribuiti. La piattaforma JuiceNet permette il controllo e l'aggregazione da remoto dei flussi di elettricità unidirezionali e bidirezionali (vehicle-to-grid, V2G) per il bilanciamento della rete. Enel prevede di utilizzare le funzionalità della piattaforma JuiceNet in tutte le sue colonnine di ricarica dei veicoli elettrici a livello globale.

L'acquisizione di eMotorWerks segna l'ingresso di Enel nel mercato statunitense della mobilità elettrica, uno dei più grandi a livello mondiale.

Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 *bis*, comma 2 del decreto legislativo 58/1998

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Alberto De Paoli, dichiara, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2017 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137