

Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2016

 e-distribuzione

Indice

Organi sociali	5
Relazione sulla gestione	7
L'esercizio 2016 in sintesi.....	8
Eventi di rilievo del 2016.....	10
Andamento operativo.....	24
Investimenti.....	46
Risorse umane.....	51
Risultati economico-finanziari.....	58
Prevedibile evoluzione della gestione.....	68
Altre informazioni.....	69
Bilancio d'esercizio	71
Conto Economico.....	72
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio.....	73
Stato Patrimoniale.....	74
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	76
Rendiconto finanziario.....	77
Note di commento	78
1. Forma e contenuto del Bilancio.....	78
2. Principi contabili e criteri di valutazione.....	79
3. Principi contabili di recente emanazione.....	96
Informazioni sul Conto Economico	106
4. Ricavi delle vendite e delle prestazioni.....	106
5. Altri ricavi.....	109
6. Materie prime e materiali di consumo.....	111
7. Servizi.....	112
8. Costo del personale.....	113
9. Ammortamenti e impairment.....	115
10. Altri costi operativi.....	116
11. Costi per lavori interni capitalizzati.....	118
12. Proventi da partecipazioni.....	118
13. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati.....	118
14. Proventi/(Oneri) finanziari.....	119
15. Imposte.....	119
Informazioni sullo Stato Patrimoniale	122
16. Immobili, impianti e macchinari.....	122
17. Leasing operativo.....	125
18. Attività immateriali.....	126
19. Attività e Passività per imposte differite.....	128
20. Partecipazioni.....	129
21. Derivati.....	129
22. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine.....	130
23. Altre attività non correnti.....	130
24. Rimanenze.....	132
25. Crediti commerciali.....	132
26. Crediti per lavori in corso su ordinazione.....	135
27. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.....	135
28. Crediti per imposte sul reddito.....	136
29. Altri crediti tributari.....	136

30.	Crediti finanziari e titoli a breve termine.....	137
31.	Altre attività finanziarie correnti	137
32.	Altre attività correnti.....	138
33.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	138
34.	Patrimonio netto	140
35.	Finanziamenti	143
36.	TFR e altri benefici relativi al personale.....	143
37.	Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)	149
38.	Altre passività non correnti	151
39.	Debiti commerciali	152
40.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	153
41.	Debiti per imposte sul reddito	154
42.	Altri debiti tributari.....	155
43.	Altre passività finanziarie correnti.....	155
44.	Altre passività correnti	156
45.	Strumenti finanziari.....	157
46.	Risk management.....	165
47.	Derivati e Hedge Accounting	170
48.	Fair value measurement.....	174
49.	Operazioni con le parti correlate.....	175
50.	Impegni contrattuali e garanzie	180
51.	Attività e Passività potenziali	181
52.	Compensi alla Società di Revisione	183
53.	Attività di direzione e coordinamento.....	184
	Corporate governance	185
	Relazioni.....	187
	Relazione della Società di Revisione.....	188
	Relazione del Collegio Sindacale	190

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Amministratore Delegato</i> Gianluigi Fioriti	<i>Presidente</i> Anna Brogi¹	<i>Consiglieri</i> Andrea Angelino Alessandra Billia Massimo Bruno Luisa Gennarini Enrico Bottone Anna Brogi²
------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i> Giuseppe Ascoli	<i>Sindaci effettivi</i> Raffaella Pagani Pierpaolo Singer	<i>Sindaci Supplenti</i> Antonella Bientinesi Francesco Mariani
---------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

Società di Revisione

Ernst & Young S.p.A.

¹ Nominata con Delibera assembleare del 17 gennaio 2017. Ing. Livio Giovanni Battista Maria Gallo fino al 9 gennaio 2017.

² Carica di consigliere di amministrazione ricoperta fino al 17 gennaio 2017.

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2016 in sintesi

Il mercato elettrico nel 2016

L'anno 2016 è stato caratterizzato da una richiesta di energia elettrica in Italia pari a 310,25 TWh, con una riduzione del 2,1% rispetto al 2015 (316,90 TWh dato aggiornato).

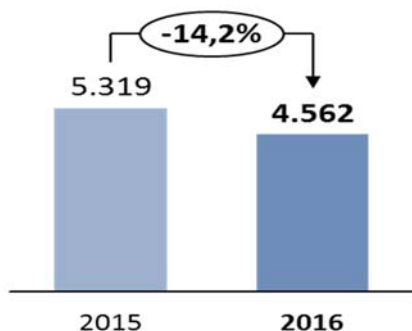
La produzione netta nazionale ha avuto un incremento del +1,4%, passando da 272 TWh (dato 2015 aggiornato) a 276 TWh, con un incremento della produzione interna da fonte termoelettrica (+3%), geotermica (+1%) ed eolica (+19%), un decremento della produzione interna da fonte idroelettrica (-9%) e una produzione fotovoltaica in linea con l'anno precedente; inoltre le importazioni di energia elettrica sono diminuite del 15%.

e-distribuzione S.p.A. (di seguito anche e-distribuzione o la Società) ha distribuito ai clienti finali 223,5 TWh (pari a circa l'85% del mercato) a fronte di 227,3 TWh nel 2015 (dato aggiornato).

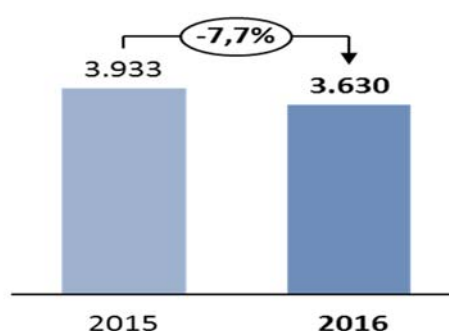
Dati di sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance della società e-distribuzione, di cui si rinvia alla successiva sezione "Risultati economico - finanziari" per la definizione e i criteri di determinazione:

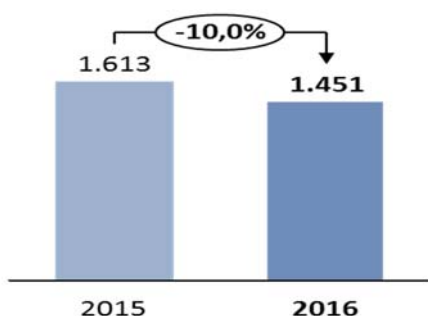
MARGINE ENERGIA (€ M.ni)



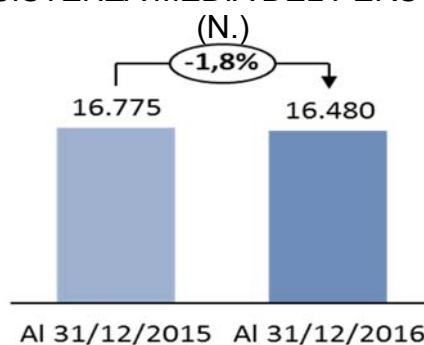
EBITDA (€ M.ni)



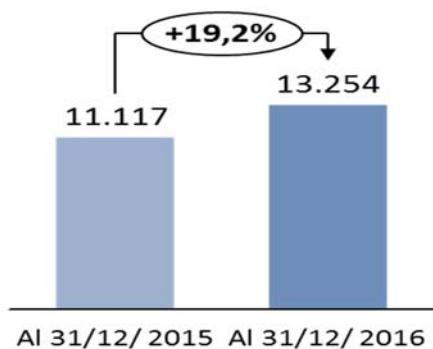
RISULTATO NETTO (€ M.ni)



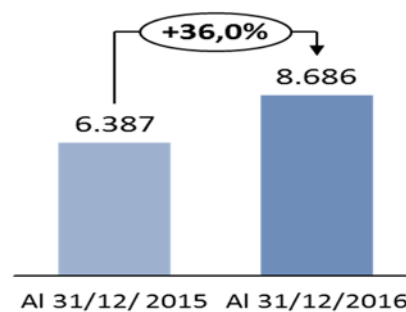
CONSISTENZA MEDIA DEL PERSONALE (N.)



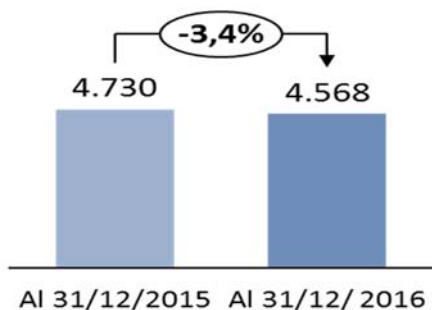
CAPITALE INVESTITO
NETTO (€ M.ni)



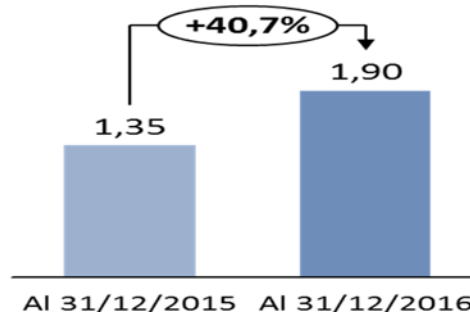
INDEBITAMENTO FINANZIARIO
NETTO (€ M.ni)



PATRIMONIO NETTO (€ M.ni)



INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO
(€ M.ni)



Eventi di rilievo del 2016

Progetto Qualità

Nel nuovo contesto regolatorio, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI) con il Documento di Consultazione (DCO) 415/15 del 6/08/2015 sulla Qualità del Servizio, successivamente aggiornato dal DCO 544/15 del 17/11/2015, il mitigarsi dei target annui previsti in relazione al numero delle interruzioni e la conseguente riduzione dell'ammontare annuo delle relative penali fanno sì che aumentino i benefici derivanti da investimenti in qualità. In tale ottica, e-distribuzione ha sviluppato il Progetto Qualità che prevede interventi sulle reti di alta, media e bassa tensione e la riduzione della durata cumulata e del numero delle interruzioni, allo scopo di perseguire i Livelli Obiettivo di durata cumulata (DIL) e numero delle interruzioni annue (NILB), prefissati dall'AEEGSI per livello di concentrazione. In particolare, il progetto prevede, nel periodo 2016 -2019, investimenti pari a 350 milioni di euro, che riguarderanno sia il telecontrollo/automazione MT, con riduzione dell'impatto dei guasti sui clienti, sia la struttura/componentistica AT e MT, con riduzione della lunghezza media delle linee e incremento della magliatura della rete, limitando l'impatto dei guasti sui clienti e riducendo il tasso di guasto e sia la rete BT, con riduzione del tasso di guasto e dell'effetto delle interruzioni sui clienti.

Progetto Smart Meters

Il Progetto Smart Meters, approvato in data 26 febbraio 2016 dal Consiglio di Amministrazione, prevede la sostituzione massiva dell'attuale parco di contatori elettronici mediante l'installazione di circa 32 milioni di contatori elettronici di nuova generazione e l'adeguamento del sistema centrale di telegestione al fine di incrementare le prestazioni dell'attuale sistema e di abilitare una serie di ulteriori funzionalità rispetto a quelle già disponibili oggi. Il nuovo sistema permetterà di fornire nuovi servizi in linea con quanto previsto dal D. Lgs. 102/2014 di recepimento della Direttiva Europea in materia di Efficienza Energetica. In particolare, gli obiettivi previsti dal citato D. Lgs. 102/2014, relativamente all'installazione dei contatori di seconda generazione, sono: (a) favorire l'efficienza nella gestione della misura, migliorandone la qualità, (b) promuovere la concorrenza a valle e i servizi post-contatore, (c) favorire l'efficienza energetica attraverso una maggiore consapevolezza dei consumi da parte dei clienti finali. Stabiliti gli obiettivi di cui sopra, il D.lgs 102/2014 pone in capo all'AEEGSI l'obbligo di predisporre le specifiche tecniche dei nuovi misuratori.

Nel mese di marzo 2016, è stata aggiudicata la gara fornitura di tali contatori (Open Meter), per un volume di circa 29 milioni di contatori. La procedura di gara ha previsto un periodo di produzione pari a 5 anni che, in caso di necessità, potrà essere ridotto a poco più di 3 anni, e meccanismi ormai consolidati per gestire eventuali modifiche tecniche che si rendessero necessarie. Alla gara erano stati invitati 8 fornitori e gli aggiudicatari sono risultati RTI Ducati Energia-Shenzen Kaifa per il 42% dei volumi, Bitron per il 38% dei volumi e Flextronics Romania per il 20% dei volumi.

In considerazione dell'intervenuta aggiudicazione della gara per l'acquisto dei contatori elettronici di nuova generazione, si è reso necessario avviare le procedure di gara per l'appalto delle attività di installazione di tali contatori. Il Consiglio di Amministrazione, in data 5 maggio 2016, ha pertanto approvato l'appalto per lavori di installazione di circa 2,3 milioni di contatori Open Meter presso la clientela di e-distribuzione, suddividendo tale attività in 23 lotti con la sottoscrizione di relativi 23 contratti della durata di due anni (con la facoltà di esercitare l'opzione per un ulteriore anno).

Con deliberazione 646/2016/R/EEL del 10 novembre 2016 l'AEEGSI ha introdotto disposizioni in materia di riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione e del nuovo piano relativo al progetto "Smart Meters". Tale Delibera introduce alcune importanti novità che riguardano, in particolare:

- a. La specificazione dei criteri per il riconoscimento dei costi per l'installazione dei contatori di seconda generazione da parte dell'AEEGSI;

- b. La definizione di una soglia di costo massimo riconosciuto per l'investimento che consente l'accesso ad una procedura semplificata di valutazione da parte dell'AEEGSI (c.d. fast track);
- c. La previsione di un processo di condivisione e approvazione del piano di installazione dei sistemi di smart metering 2G definito su un orizzonte temporale di 15 anni per tutte le fattispecie di installazione di contatori;

Per quanto riguarda il primo punto la citata deliberazione stabilisce che la remunerazione dell'installazione dei nuovi contatori 2G avviene su un orizzonte temporale di 15 anni (vita utile regolatoria) e comprende tutte le fattispecie di installazione di misuratori (sostituzione misuratori di prima generazione con misuratori 2G, nuovi allacciamenti, guasti, ecc.). In particolare, la remunerazione dei nuovi contatori 2G viene riconosciuta secondo una curva contabile convenzionale, quindi non fisica, di sostituzione dei contatori di prima generazione, man mano che gli stessi terminano contabilmente la loro vita utile. In questo modo viene assicurato il pieno riconoscimento sia dei contatori 1G attualmente installati (inclusi quelli cessati) sia di quelli nuovi di seconda generazione, per i quali, qualora vengano superati i volumi di installazione della curva contabile convenzionale, si verificherà uno slittamento temporale del relativo riconoscimento.

Con riferimento invece al secondo punto, la Deliberazione 646/16 prevede che il distributore può accedere ad una procedura semplificata di approvazione del piano presentato all'AEEGSI (c.d. fast track), qualora il piano stesso preveda un costo che non superi la soglia di costo massimo stabilita secondo i criteri della delibera 646/16.

Infine con riferimento terzo punto, in caso di fast track, l'AEEGSI, ricevuto il piano da parte del distributore, verifica che lo stesso rispetti i requisiti richiesti. In particolare, il piano inviato all'AEEGSI deve comprendere:

- Un piano di messa in servizio di smart metering 2G contenente elementi essenziali per la descrizione del sistema di smart metering, l'individuazione dei benefici e la pianificazione delle attività di sostituzione massiva;
- Una presentazione che sintetizzi i contenuti del suddetto piano;
- Una relazione illustrativa di maggior dettaglio con volumi e costi per tipologia di installazione, riservata alla sola AEEGSI.

Per effetto delle disposizioni introdotte dall'AEEGSI con la Deliberazione 646/16, e-distribuzione ha elaborato un piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G con un orizzonte temporale di 15 anni trasmesso all'AEEGSI che prevede:

1. La sostituzione dei misuratori elettronici di prima generazione (1G) con quelli di seconda generazione, per un volume pari a circa 31,7 milioni di contatori, nell'arco di 8 anni (e non più in 5 anni, come previsto nel precedente piano),
2. L'installazione di circa ulteriori 10 milioni di contatori elettronici di seconda generazione (2G) rientranti nell'attività ordinaria di gestione della clientela (nuovi allacciamenti, guasti, modifiche contrattuali, ecc.) nell'arco di 15 anni;

per un totale di 41,7 milioni di contatori di seconda generazione.

Tale piano tiene conto delle seguenti assunzioni:

- costo riconosciuto di installazione pari al valore di fast track;
- revisione della curva di installazione, rendendola più aderente alla curva convenzionale contabile, con conseguente rimodulazione dei volumi di piano ed allungamento del tempo di sostituzione dei misuratori 1G con 2G sino a 8 anni;
- revisione di alcune ipotesi dell'evoluzione dei costi nel periodo di piano principalmente derivanti da efficienze sui contratti di appalto per le attività di sostituzione, l'acquisto dei materiali e le sinergie operative.

Il Consiglio di Amministrazione, in data 21 novembre 2016 ha deliberato l'approvazione del piano di sostituzione dei contatori di prima generazione con quelli di seconda generazione per un volume di 31,7 milioni di contatori, in un periodo di 8 anni.

L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, con lettera del 6 marzo 2017, ha comunicato la sussistenza dei presupposti per l'applicazione del percorso abbreviato di analisi previsto dalla delibera n. 646/2016 (cd. Fast track). La decisione finale dell'Autorità sulla richiesta di riconoscimento degli investimenti e sul relativo piano presentato da e-distribuzione è prevista entro il 31 marzo 2017.

Partecipazione al Progetto Smart Grids della società Saudi Electricity Company in Arabia Saudita

Nella riunione del Consiglio di Amministrazione tenutasi in data 18 marzo 2016, è stata discussa l'opportunità per e-distribuzione di partecipare al Progetto Smart Grids di Saudi Electricity Company (SEC), la principale utility elettrica saudita, per poter promuovere le proprie tecnologie in un contesto internazionale con ampia visibilità e fare il primo ingresso in un'area in forte crescita e con prospettive di sviluppo per la Società. Per la partecipazione alle gare per il Progetto Smart Grids, la Società ha individuato un partner locale che fa capo ad Eram, gruppo multinazionale con base a Dubai, che dovrebbe garantire l'esecuzione di tutte le attività in loco, tra cui l'installazione dei componenti di campo e la logistica. E' stato ritenuto opportuno avviare con Eram la costituzione di un veicolo societario (Newco), al quale trasferire le proprie referenze di progetto nell'ambito delle Smart Grids nonché conferire le necessarie licenze d'uso sulle proprietà intellettuali correlate al sistema di telegestione.

A seguito di quanto deliberato nel sopra menzionato Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2016, ai fini della partecipazione alle gare del Progetto Smart Grids in Arabia Saudita, è stata costituita la società Enel Saudi Arabia Limited con un Capital Sociale interamente versato pari a SAR (Saudi Arabia Rial) 5 milioni dei quali il 60%, pari a SAR 3 milioni, versato da e-distribuzione SpA e il restante 40%, pari a SAR 2 milioni, versato da Eram Support Services Arabia, società del Gruppo Eram con la quale è stato sottoscritto il Joint Venture Agreement.

Regolamento di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione per lo sviluppo della banda ultra larga

Al fine di incentivare lo sviluppo della banda ultra larga anche nelle aree marginali, attualmente a fallimento di mercato (cd. cluster C e D), il Governo italiano ha stanziato specifici fondi pubblici da assegnare tramite gara ad evidenza pubblica. Il primo bando di gara per la concessione e la gestione di un'infrastruttura passiva a banda ultra larga nelle aree marginali è stato pubblicato da Infratel (società del Ministero dello Sviluppo Economico che gestisce i fondi pubblici destinato all'implementazione del Piano Strategico Italiano) in data 3 giugno 2016.

Il bando di gara prevede che l'operatore di telecomunicazione debba presentare, al momento della richiesta di partecipazione alla gara, le mappe delle infrastrutture che intende utilizzare per lo sviluppo dell'infrastruttura passiva a banda ultralarga. Tale previsione è tra l'altro in linea con quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 33/2016, entrato in vigore il 1° luglio 2016, che riconosce all'operatore di telecomunicazione il diritto di accedere alle informazioni relative all'infrastruttura fisica per il successivo utilizzo della stessa per la posa della fibra ottica. Le suddette circostanze hanno indotto e-distribuzione a mettere a disposizione degli operatori di telecomunicazione la cartografia della rete elettrica, garantendo condizioni eque, non discriminatorie e ragionevoli.

Nel mese di luglio 2016 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'approvazione del Regolamento (pubblicato anche sul sito internet di e-distribuzione) che disciplina le Condizioni Generali di accesso alle infrastrutture elettriche di e-distribuzione da parte degli operatori di telecomunicazione. Tale Regolamento, prevedendo che il diritto di accesso all'infrastruttura elettrica sia concesso previa accettazione di specifiche regole e condizioni volte a

salvaguardare l'efficienza e la continuità del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica e a garantire la prevenzione del rischio elettrico e la sicurezza dei lavoratori e dei terzi, prevede per e-distribuzione:

- un corrispettivo a favore di e-distribuzione per l'IRU (*indefeasible right of use*), relativo al diritto di uso che consente l'appoggio della rete in fibra ottica sull'infrastruttura elettrica;
- un corrispettivo per il collegamento terminale tra la rete su suolo pubblico e le singole proprietà di terzi (cd. tratte di "adduzione");
- dei corrispettivi relativi a servizi svolti da e-distribuzione per ragioni tecniche, di sicurezza e di presidio del servizio elettrico.

I corrispettivi per tali servizi tengono conto dei costi di e-distribuzione (personale, struttura, mezzi, ecc.) e possono essere suscettibili di modifiche determinate da variazioni di detti costi ovvero da provvedimenti delle Autorità di settore.

Altri fatti di rilievo

Modifica denominazione sociale

A far data dal 30 giugno 2016 la Società ha modificato il proprio marchio e la propria denominazione sociale da Enel Distribuzione S.p.A. a "e-distribuzione S.p.A." in attuazione della Delibera 296/2015 del 22 giugno 2015 che prevede, tra l'altro, all'art.17, l'obbligo, nel caso di impresa verticalmente integrata, di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione tra l'attività di distribuzione e quella di vendita di energia elettrica, entro e non oltre il 30 giugno 2016. La Società ha inteso così ottemperare, nei termini previsti, alle disposizioni di cui alla Delibera sopra citata, e confermate dal TAR Lombardia con sentenza n.815/2016 del 27 aprile 2016, pur riservandosi di far valere le proprie ragioni davanti al Consiglio di Stato.

Accordo con Enel Finance International N.V.

La Società, al fine di garantire maggiore flessibilità e coerenza nella copertura dei fabbisogni finanziari cercando al contempo di minimizzare il costo del funding ed il rischio di rifinanziamento ad esso associato e di riservare il conto corrente intersocietario intrattenuto con Enel S.p.A. alla sola gestione delle operazioni giornaliere di tesoreria e di cash pooling, ha ritenuto opportuno sottoscrivere con Enel Finance International N.V. (EFI) un accordo tale per cui e-distribuzione può coprire eventuali fabbisogni finanziari a breve scadenza mediante il ricorso al credito erogato da EFI per un importo massimo fino ad 1 miliardo di euro ad un tasso di interesse corrispondente al tasso Euribor maggiorato di un margine in linea con le condizioni di mercato registrate all'atto della stipula del contratto di finanziamento.

La linea di credito a breve termine che la società intende attivare è di tipo revolving (ovvero rotativo), vale a dire che prevede una struttura flessibile tale da consentire ad e-distribuzione di modulare le richieste di utilizzo e di rimborso del finanziamento medesimo in termini di importo e durata a seconda delle proprie esigenze finanziarie, anche in relazione al capitale circolante e, contestualmente, di ottimizzare i costi complessivi del finanziamento.

Quadro normativo e tariffario

Normativa Nazionale

Decreto Legislativo 15 febbraio 2016, n. 33

Il decreto, in attuazione della direttiva 2014/61/UE, definisce le norme volte a facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità promuovendo l'uso condiviso dell'infrastruttura fisica esistente consentendo un dispiegamento più efficiente di infrastrutture fisiche nuove, in modo da abbattere i costi dell'installazione di tali reti.

La norma, cogente dal 1 luglio 2016, prevede per i gestori di infrastrutture fisiche – tra i quali e-distribuzione - il diritto di offrire ad operatori di telecomunicazione l'accesso alle stesse per la posa della fibra ottica nel rispetto dei principi di trasparenza, non discriminatorietà, equità e ragionevolezza, salvo vengano in rilievo oggettive ragioni ostative all'accesso quali, tra le altre, la sicurezza e l'integrità delle reti medesime.

Le prescrizioni del decreto 33/2016 riguardano l'accesso alla c.d. infrastruttura fisica, ossia tutti gli elementi non attivi della rete (ad esempio tubature, piloni, cavidotti, pozzi di ispezione, pozzetti, ecc.) con espressa esclusione dei cavi elettrici. e-distribuzione, con l'intento di supportare fattivamente il processo di digitalizzazione del Paese ha deciso di non limitare l'accesso alla sola infrastruttura fisica ma di estenderlo anche alla rete elettrica, andando in questo modo ben oltre il disposto normativo di cui all'art. 2 del decreto. Come precedentemente descritto, le regole di accesso stabilite da e-distribuzione sono illustrate in tre atti resi pubblici il 15 luglio 2016: le Condizioni generali di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione, il Regolamento tecnico e le Norme tecniche.

Il legislatore, oltre a prevedere il diritto del gestore dell'infrastruttura di rete di metterla a disposizione, riconosce il diritto dello stesso a ricevere un corrispettivo, fissato in modo tale che il gestore dell'infrastruttura “disponga di un'equa possibilità di recuperare i suoi costi e resti indenne da oneri economici conseguenti e connessi alla realizzazione delle opere necessarie all'accesso”.

e-distribuzione richiede quindi alle società di telecomunicazione due tipologie di corrispettivi: il cosiddetto IRU (Indefeasible Right of Use), relativo alla locazione degli spazi all'interno degli impianti, definito in linea con i prezzi di mercato; i corrispettivi necessari per il ristoro alla stessa e-distribuzione dei costi insorgenti addizionali rispetto ai costi per le attività caratteristiche. Tali corrispettivi sono stati definiti come prezzi standard - sulla base di un criterio di orientamento al costo - destinati a remunerare le attività che e-distribuzione svolge per gli operatori di telecomunicazione, ad esempio le verifiche sulla possibilità tecnica di riuso da parte di tali operatori delle reti elettriche interrate ed aeree, e gli eventuali adeguamenti dell'infrastruttura fisica di distribuzione per ospitare la fibra.

L'AEEGSI, nei documenti di consultazione n. 267/2016 e n. 468/2016, esprimendo l'orientamento di favorire l'utilizzo condiviso delle infrastrutture per ulteriori finalità rispetto a quelle remunerate dalle tariffe elettriche, ha previsto forme di condivisione dei benefici, anche economici, tra gestori di rete e clienti finali del servizio elettrico (il cosiddetto meccanismo di claw back di una quota delle nuove entrate del Distributore conseguenti alla messa a disposizione delle infrastrutture elettriche).

Decreto ministeriale 11 Maggio 2016

Il decreto del Ministero dello Sviluppo economico ha istituito il Sistema informativo nazionale federato delle infrastrutture (SINFI), che sarà gestito dallo stesso MISE. La costituzione del “sistema informativo” rientra nelle misure individuate dal Piano nazionale per la banda ultralarga approvato dal Consiglio dei ministri il 3 marzo 2015 ed è coerente con la direttiva europea 61 del 2014 sulla riduzione dei costi di installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità. Il SINFI, infatti, conterrà tutte le informazioni relative alle infrastrutture presenti sul territorio, sia nel sottosuolo che nel sopra suolo, e permetterà di velocizzare lo sviluppo delle reti a banda ultralarga e risparmiare sui costi di posa della fibra.

Il decreto - che attua le disposizioni del decreto legge 12 settembre 2014 n.133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014 n.164, poi posposta e rafforzata nel decreto legislativo n. 33/2016 - definisce le regole tecniche e le modalità per la costituzione, la consultazione e l'aggiornamento dei dati territoriali detenuti dalle pubbliche amministrazioni e dai soggetti proprietari o concessionari di infrastrutture di gas, luce, acqua e telecomunicazioni. La definizione del modello dati e della base cartografica di riferimento per la realizzazione del SINFI deriva da quanto previsto dall'art. 59 del Codice dell'amministrazione digitale (CAD). In particolare, la norma individua gli obblighi cui sono tenuti tutti gli operatori di rete ed i gestori di infrastrutture fisiche e le amministrazioni pubbliche titolari e detentrici delle informazioni che devono confluire nel SINFI: per e-distribuzione tali obblighi sono entrati in vigore il 15 settembre.

Provvedimenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico

Testo Integrato Trasporto (TIT)

Con la Delibera n. 654/2015/R/eel l'Autorità, contestualmente alla pubblicazione delle tariffe di rete obbligatorie da applicarsi ai clienti finali nel 2016, ha definito i criteri per il quinto periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica, in vigore dal 1° gennaio 2016 per una durata complessiva di otto anni (2016-2023).

Il nuovo periodo tariffario è stato inoltre suddiviso in due "sottoperiodi" della durata di quattro anni ciascuno (NPR1 per il 2016-2019 e NPR2 per il 2020-2023) con una revisione intermedia prevista nel 2020.

Con riferimento al primo sottoperiodo (NPR1 – 2016-2019), l'Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente, apportando però alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa e alla vita utile regolatoria dei cespiti. In particolare, l'Autorità ha ridotto ad un anno, rispetto ai due previsti nel precedente periodo, il cosiddetto "lag regolatorio" (ovvero il ritardo del riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti), prevedendo al contempo l'eliminazione della maggiorazione di un punto percentuale del WACC. Quest'ultima misura era stata introdotta nel 2012 dall'Autorità proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Sulla base di questa modifica, gli operatori sono pertanto tenuti a notificare all'AEEGSI entro la fine dell'esercizio stesso il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così all'Autorità di inserirli nel calcolo della RAB già a partire dal 1° gennaio dell'esercizio successivo.

Conseguentemente, diviene possibile per gli operatori correlare il ricavo generato dagli investimenti effettuati con gli ammortamenti degli stessi. Sempre con riferimento alla remunerazione degli investimenti, il TIT 2016-2019 prevede che sia fatta salva la maggiore remunerazione del capitale investito prevista dal TIT 2012-2015 per alcune tipologie di investimento (ad es. trasformatori a basse perdite MT e BT, investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici) entrati in servizio tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2015; tale maggiore remunerazione non è però prevista per gli investimenti effettuati a partire dal 1° gennaio 2016.

Inoltre, l'Autorità ha allungato a 35 anni (rispetto ai 30 anni dei precedenti periodi) la vita utile dei cespiti delle linee in bassa e media tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.

Con riferimento alla determinazione e aggiornamento del livello dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha confermato la ripartizione simmetrica delle extra efficienze e la restituzione al 2019 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del terzo e del quarto periodo regolatorio e ha fissato all'1,9% l'X factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa per l'attività di distribuzione.

Il TIT del periodo 2016-2019 prevede inoltre i seguenti meccanismi di perequazione dei ricavi tariffari da applicare alla fine di ciascun anno:

- un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela, a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall'AEEGSI (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa obiettivo D1 per i clienti domestici);
- un meccanismo di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 (tariffe fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ai clienti domestici). A partire dal 1° gennaio 2017 tale meccanismo sarà soppresso, in quanto la riforma delle utenze domestiche ha previsto l'abolizione delle tariffe D2 e D3 e l'applicazione della sola tariffa TD (ex D1), rendendo pertanto non più necessario il suddetto meccanismo di perequazione;
- un meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione, volto alla compensazione degli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione. Con riferimento al secondo sottoperiodo (NPR2), l'Autorità ha annunciato il passaggio ad un nuovo approccio di regolazione basato sul controllo complessivo della spesa totale (c.d. approccio Totex), in relazione al quale saranno definite nel corso del NPR1 specifiche fasi di ricognizione, consultazione e sperimentazione.

Con la Delibera n. 233/2016/R/eel, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2016, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2015. Secondo le previsioni del TIT 2016-2019, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2017.

Criteria per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (Testo integrato WACC - TIWACC)

Con la Delibera n. 583/2015/R/com l'Autorità ha rivisto la metodologia di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), definendo un tasso pari al 5,6% per le attività di distribuzione e misura, valido per il triennio 2016-2019.

L'Autorità ha infatti fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendo un meccanismo di aggiornamento a metà periodo (quindi nel 2019), in modo da consentire aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale macroeconomico (sulla base dei valori che i principali parametri della formula registreranno nel corso del 2018). In particolare, il TIWACC allegato alla suddetta Delibera 583/2015/R/com descrive nel dettaglio la metodologia per la determinazione del WACC ed il relativo aggiornamento, riportando tutti i parametri che compongono la relativa formula di calcolo.

Testo Integrato sulla Misura (TIME)

Con Delibera n. 654/2015/R/eel l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 (TIME)", emanato per la prima volta con Delibera n. 199/11 per il periodo 2012-2015.

Con riferimento ai criteri di determinazione del costo riconosciuto e alla fissazione delle tariffe, la Delibera n. 654/2015/R/eel contiene, tra le altre, le seguenti prescrizioni relative all'attività di misura:

- riduzione del lag regolatorio da due a un anno (analogamente al servizio di distribuzione), in relazione al riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti;
- fissazione all'1% dell'X-factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti;
- Un meccanismo di perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione, nel 2016 tale meccanismo ha inglobato anche l'integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non

ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con i misuratori elettronici ai sensi della Delibera n. 292/06, fino al 2027;

- fissazione per l'anno 2016 di tariffe di riferimento differenziate per impresa ai fini del riconoscimento puntuale dei costi di capitale relativi agli investimenti effettivamente sostenuti in relazione ai misuratori elettronici in bassa tensione e ai sistemi di telegestione;

Con la Delibera n. 606/2016/R/eel, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di misura dell'energia elettrica per l'anno 2016, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2015. Secondo le previsioni della Delibera 654/2015, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015.

Con la Delibera n. 458/2016/R/eel l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha completato e razionalizzato la regolazione del servizio di misura, aggiornando il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 (TIME)", già emanato con la Delibera n. 654/2015/R/eel.

Con la nuova versione del TIME, che avrà efficacia dall'1 gennaio 2017, vengono integrate in un unico provvedimento la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata e dell'energia prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura, nonché specificando le responsabilità del servizio di misura.

Per quanto concerne l'estensione alla misura dell'energia elettrica immessa e prodotta di alcune disposizioni vigenti in merito alla misura dell'energia elettrica prelevata, il nuovo TIME prevede che - a valere dall'avvio dell'introduzione dei sistemi di misurazione di seconda generazione (2G) da parte di ciascun distributore - i requisiti funzionali delle apparecchiature di misura di seconda generazione stabiliti nell'Allegato A della deliberazione 87/2016/R/eel trovino applicazione anche nel caso di punti di misura di generazione e di punti di misura di connessione coincidenti con punti di immissione pura. Stabilisce altresì che i criteri di stima dei dati di misura nonché di ricostruzione dei dati di misura a seguito di malfunzionamento delle apparecchiature di misura siano definiti e pubblicati dai gestori di rete, inclusi i gestori di reti private e con estensione anche ai prelievi irregolari. Pone, infine, le basi per il successivo aggiornamento del Testo Integrato Settlement (TIS) in merito al profilo della produzione e delle immissioni di energia elettrica da impianti fotovoltaici, previa proposta presentata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

In merito alle responsabilità del servizio di misura, il TIME pone in capo a Terna, dal 1° gennaio 2017, l'attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure per i punti di prelievo in AT e di interconnessione con RTN, prevedendo la stipula di apposite convenzioni tra Terna e i distributori per regolare tutti i rapporti contrattuali intercorrenti in merito all'erogazione del servizio di misura.

Con riferimento alle tempistiche di lettura, il TIME introduce l'obbligo di lettura mensile per tutti i punti di misura trattati per fasce ad esclusione dei monorari per i quali l'obbligo è quadrimestrale.

Riguardo i punti di misura di generazione trattati monorari ai sensi del TIS, e i corrispondenti punti di misura di connessione (se trattati monorari ai sensi del TIS), il TIME obbliga il responsabile del servizio ad effettuare un tentativo di rilevazione dei dati di misura di energia elettrica almeno una volta al mese.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di misura intelligenti di seconda generazione

Con la Delibera n. 87/2016/R/eel l'AEEGSI, in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (d.lgs. n.102/2014), ha definito le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di smart metering di seconda

generazione (2G) nonché la connessa tempistica di messa a regime, con riferimento alle prestazioni in telelettura massiva, in telegestione, in riprogrammazione massiva, alle prestazioni di segnalazione spontanea, e agli strumenti informatici per le operazioni di configurabilità del misuratore e per le operazioni di telegestione.

Con la successiva Delibera n. 646/2016/R/eel l'Autorità ha emanato la disciplina tariffaria per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e ha definito le disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G. In detta Delibera l'Autorità ha stabilito che gli investimenti relativi ai sistemi di smart metering 2G saranno riconosciuti secondo un approccio incentivante, anticipando in via sperimentale la metodologia Totex che sarà adottata a partire dal 2020. Pertanto, il provvedimento definisce criteri regolatori fondati su analisi delle previsioni di spesa, schemi di incentivo all'efficienza e controllo ex-post dell'avanzamento della spesa e delle performance: per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020, come anticipato, il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (Totex). La delibera prevede l'adozione di un profilo convenzionale di installazione per il riconoscimento dei costi definito sulla base del profilo contabile, ottimizzando in tal modo i piani di messa in servizio dei misuratori 2G ed escludendo sovrapposizioni nei riconoscimenti dei costi tra misuratori 1G e misuratori 2G.

Testo Integrato delle Connessioni (TIC)

Con la Delibera n. 654/2015/R/eel l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas delle condizioni del servizio di connessione, per il periodo 2016-2019 (TIC)". L'Autorità anticipa il processo di razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi a valere dall'1 gennaio 2017.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Con la Delibera n. 99/08 e s.m.i. l'AEEGSI ha emanato il "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)" con cui vengono definiti i criteri generali per la connessione – ed i relativi corrispettivi – degli impianti di produzione alla rete di distribuzione e trasmissione nazionale, sia alimentati da fonti rinnovabili che termoelettrici. A valle della pubblicazione del D.M. 19 maggio 2015 sulla gestione semplificata degli iter di connessione di impianti di produzione fotovoltaici in regime di scambio sul posto al di sotto dei 20 kW, il TICA è stato integrato mediante la pubblicazione della Deliberazione 400/2015/R/eel che recepisce i criteri di semplificazione contenuti nel D.M. "Modello Unico" e disciplina l'iter di connessione ed i corrispettivi per la connessione relativamente a suddetta tipologia di impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Testo Integrato Vendita (TIV)

Il Testo Integrato della Vendita, stabilisce, tra l'altro, le modalità attraverso cui le imprese distributrici devono regolare:

- le partite economiche relative all'approvvigionamento dell'energia elettrica utilizzata per gli usi propri di distribuzione e di trasmissione;
- la differenza tra le perdite effettive e le perdite standard riconosciute sulla rete di distribuzione (c.d. delta perdite).

In merito al secondo punto, il TIV prevede uno specifico meccanismo di perequazione a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, definite queste ultime mediante l'applicazione all'energia elettrica immessa e prelevata di fattori di perdita standard. Tale meccanismo ha la finalità di incentivare ciascuna impresa di distribuzione al contenimento delle perdite. Attraverso questo meccanismo di perequazione, la differenza (positiva o negativa) tra le perdite effettive e le perdite standard, valutata al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela, è posta in capo alle imprese distributrici.

Con riferimento alla definizione e al contenimento delle perdite di rete, l'Autorità ha avviato, con la Delibera ARG/elt 52/2011, un procedimento finalizzato a valutare l'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita sulle reti di distribuzione e trasmissione e la loro eventuale revisione.

Con la Delibera n. 196/2011, l'Autorità ha stabilito, oltre alla revisione per l'anno 2012 dei fattori di perdita standard di cui alla tabella 4 del "Testo Integrato del Settlement" (TIS), di definire, fra l'altro, modalità di determinazione e di riconoscimento della differenza tra perdite effettive e perdite standard che tengano in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite effettive della rete di distribuzione e il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite medesime.

Con la Delibera n. 175/2012, l'Autorità al fine di tenere conto del forte sviluppo della generazione distribuita, ha ritenuto opportuno differenziare i fattori standard di perdita tra prelievi e immissioni, definendo pertanto appositi coefficienti da applicare ai punti di immissione in media e bassa tensione.

Con la Deliberazione n. 559/2012, l'Autorità ha definito i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicarsi nel 2013 rivedendo il fattore di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata sulle reti di media tensione e confermando il fattore di perdita vigente nel 2012 da applicare all'energia elettrica prelevata sulle reti di bassa tensione; con tale Deliberazione ha anche avviato un progetto di studio sul funzionamento delle reti elettriche, che si avvale dell'assistenza del Politecnico di Milano, in particolare relativamente al fenomeno delle perdite di rete, propedeutico alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite disciplinato nel TIV.

L'Autorità, con la medesima Deliberazione, ha inoltre stabilito l'introduzione di un meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici in materia di perdite di rete, da applicare nel 2013 a valere sulle perdite dell'anno 2012, finalizzato a contenere la differenziazione tra le imprese dei saldi di perequazione. Il meccanismo trasferisce parte del premio dovuto alle imprese che hanno perdite effettive inferiori alle perdite standard a riduzione della penale dovuta dalle imprese distributrici che hanno, invece, perdite effettive superiori alle perdite standard.

Con la Delibera n. 608/2013 l'Autorità ha esteso il meccanismo transitorio di perequazione tra le imprese di distribuzione per l'anno 2014 a valere sulle perdite 2013, elevando la quota di restituzione a carico delle imprese in surplus dal 50% al 75%, e di limitare la restituzione nei confronti delle imprese in deficit in maniera tale che almeno la metà degli importi resi disponibili ritorni al sistema sotto forma di trasferimento a favore dei clienti finali.

Con la Delibera n. 377/2015/R/eel, l'Autorità ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione prevedendo, a decorrere dal 1° gennaio 2016:

- la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita, che tiene conto della diversificazione delle perdite sulle reti di distribuzione a livello territoriale e della distinzione tra fattori di perdita standard per le perdite tecniche e fattori di perdita standard per le perdite commerciali;
- la semplificazione del calcolo corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard, superando la vigente separazione tra l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo dei clienti finali del mercato libero rispetto all'energia elettrica fornita nell'ambito del servizio di tutela;
- un percorso temporale di efficientamento relativo al contenimento delle perdite di natura commerciale;
- l'implementazione su base triennale di un meccanismo di attenuazione dei tassi di efficientamento dei fattori di perdita standard per le perdite commerciali, per tener conto degli interventi che le imprese di distribuzione possono mettere in atto per contrastare, in particolare, il fenomeno dei prelievi fraudolenti di energia elettrica.

Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF)

Con la Delibera n. 296/2015/R/com l'AEEGSI ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. La delibera 296/15 ha confermato le regole di separazione funzionale già definite con la Delibera n. 11/07 (Testo Integrato Unbundling - TIU), a seguito della quale e-distribuzione S.p.A. aveva già adeguato a tali regole la governance e i processi interni, introducendo alcune novità.

In particolare, il TIUF nel Titolo V articolo 17 ha previsto l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione; e-distribuzione ha deciso di proporre ricorso innanzi al TAR Lombardia in merito alle previsioni dei punti 17.2 e 17.6 del TIUF, ricorso poi respinto dallo stesso TAR.

In esecuzione della sentenza TAR, come previsto dalla delibera, a partire dal 30 giugno 2016 Enel Distribuzione ha modificato la propria denominazione sociale (e relativo marchio) assumendo quella di "e-distribuzione S.p.A."

La società ha impugnato la sentenza del TAR dinanzi al Consiglio di Stato e si è ancora in attesa degli esiti di tale impugnativa.

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC)

La Delibera n. 231/14 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha introdotto uno specifico Testo integrato sull'unbundling contabile per il settore elettrico e gas (TIUC).

Con la Delibera n. 137/2016/R/com l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha integrato il TIUC previsto in precedenza solo per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile anche in capo ai gestori del Servizio Idrico Integrato. Per il settore energy la Delibera n. 137/2016 ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla Delibera n. 231/14.

Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC)

La Delibera n. 539/2015/R/eel, "TISDC", completa il quadro della regolazione per i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi (SDC), che comprendono le reti interne di utenza (RIU), introducendo una regolazione "transitoria" in attesa della nuova regolazione dei SDC, che troverà applicazione a decorrere dal 1 gennaio 2017.

In particolare, il documento riconosce la facoltà agli utenti connettabili ai SDC di poter richiedere la connessione al gestore di rete concessionario, equiparando al contempo, con alcune semplificazioni, i gestori di SDC agli altri gestori di reti di distribuzione.

Il provvedimento prevede inoltre l'inserimento di nuove reti private nel novero delle RIU, entro il 30 giugno 2016 e l'istituzione presso l'Autorità, in analogia con le RIU, di un registro dei SDC diversi dalle RIU (detti Altri SDC o ASDC).

La Delibera declina gli aspetti tariffari ed in materia di oneri generali di sistema da applicare agli utenti del SDC, sia per la regolazione transitoria che per la futura regolazione; in particolare, con riferimento ai criteri e le condizioni economiche sulla base delle quali il gestore concessionario può usufruire delle reti e delle linee elettriche private, la Delibera prevede che sarà la stessa Autorità a definirli, attraverso successivi provvedimenti. Infine, con riferimento all'attribuzione della responsabilità della qualità del servizio e dell'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, prevede che le imprese distributrici e Terna siano responsabili limitatamente al punto di connessione tra la rete pubblica e la rete del SDC.

Con la deliberazione 788/2016/R/eel l'Autorità ha completato il quadro regolatorio in materia di SDC aggiornando il registro delle reti interne di utenza e prorogando la data di decorrenza del Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi dall'1 gennaio 2017 all'1 ottobre 2017.

Testo Integrato Fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF)

Con Delibera n. 463/2016/R/com l'AEGSI ha emanato il nuovo Testo integrato della fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), in vigore dal 1 Gennaio 2017, introducendo indennizzi a carico dei distributori in caso di mancata lettura dello stesso punto reiterata per più di due volte consecutive nonché ulteriori obblighi in tema di misura. La successiva Delibera n. 738/2016/R/com che modifica il TIF ha escluso però dai casi di applicazione degli indennizzi quelli in cui si riscontra l'inaccessibilità del contatore per cause imputabili al cliente finale ed aumenta per

il solo 2017 i mesi di mancata lettura effettiva – oggetto di indennizzo – al fine di consentire ai distributori di energia elettrica di adeguare i processi del servizio di misura alle nuove disposizioni.

Testo Integrato Morosità Elettrica (TIMOE)

Con Delibera n. 258/2015/R/com è stato emanato a Settembre 2015 il Testo Integrato per la Morosità Elettrica (TIMOE), in vigore dal 1 Luglio 2016, che introduce nuove misure indennitarie a carico dei Distributori in caso di mancato rispetto delle tempistiche previste per gli interventi di sospensione e interruzione dei punti di fornitura. Il TAR Lombardia ha accolto, per mancata attivazione da parte dell'AEEGSI delle garanzie partecipative, il ricorso proposto da e-distribuzione in merito all'annullamento degli indennizzi relativi alla comunicazione tardiva degli esiti dell'intervento di distacco, obbligo di fatturazione del servizio al 50% nel periodo di ritardo dell'esecuzione degli interventi ed obbligo di comunicazione della fattibilità tecnica e stima di massima del costo dell'interruzione in caso di esito negativo della sospensione. Tali misure censurate sono attualmente in consultazione con il DCO 712/2016/R/com.

Riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici

Si ricorda che, con la Delibera n. 782/2016/R/EEL l'Autorità ha avviato, a partire dal 1° gennaio 2017, la seconda fase della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici. Obiettivo della riforma è quello di superare la progressività della tariffa di rete e degli oneri di sistema, in modo da incentivare i consumi efficienti nonché eliminare l'attuale sistema dei sussidi incrociati tra categorie di clienti domestici al fine di rendere la tariffa aderente ai costi reali del servizio. La riforma, partita nel 2016, entrerà a regime nel 2018 quando sarà completamente abbandonata la "struttura progressiva" che prevede un prezzo del kWh crescente all'aumentare dei consumi.

Nello specifico, la nuova struttura in vigore dal 1° gennaio 2017 prevede per quanto riguarda la tariffa di distribuzione il completo superamento della progressività. Per gli oneri di sistema è previsto, invece, un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività.

Con lo stesso provvedimento sono state anche introdotte per un periodo di 24 mesi (dal 1° aprile 2017 al 31 marzo 2019) alcune agevolazioni temporanee sui contributi di connessione e sui contributi in quota fissa di competenza del distributore per le richieste di variazione del livello di potenza. La delibera rimanda a successivi provvedimenti la definizione di misure perequative a favore delle imprese di distribuzione.

Parallelamente, al fine di annullare l'eventuale aumento tariffario per i clienti in stato di disagio economico, l'Autorità ha aggiornato anche per il 2017 l'importo del bonus sociale.

Codice di Rete

In seguito alla conclusione del processo di consultazione avviato con Documento di consultazione n. 612/2013, l'Autorità ha emanato con la Delibera n. 268/2015/R/eel il c.d. Codice di Rete volto a disciplinare il servizio di trasporto dell'energia elettrica, con particolare riferimento a disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie.

Con la Delibera n. 447/2015/R/eel, l'Autorità ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Successivamente, con la Delibera n. 609/2015/R/eel, è stato eliminato il requisito del possesso del rating per le banche e le assicurazioni che emettono le fidejussioni (fermo restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

La Determinazione DMEG/PFI/13/2016 ha definito le tipologie standard di fattura e le relative modalità di emissione. L'entrata in esercizio degli standard è fissata a partire dall' 1 aprile 2017.

Testo Integrato della Regolazione *Output-Based* dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica (TIQE)

Si ricorda che, nel 2011 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha introdotto i meccanismi di misurazione ed incentivazione al miglioramento della qualità del servizio per i seguenti aspetti:

- la regolazione generale della durata media cumulata delle interruzioni per cliente BT;
- la regolazione individuale del numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente MT;
- la regolazione generale del numero medio per cliente BT delle interruzioni lunghe e brevi;
- la regolazione individuale del numero di interruzioni prolungate ed estese per cliente BT ed MT.

Per le due regolazioni generali, sono stati previsti degli obiettivi da raggiungere in ciascun anno (obiettivi tendenziali) e alla fine della regolazione (livelli obiettivo) per ciascuna area territoriale provinciale; agli esercenti viene quindi assegnato un premio (ovvero una penale) qualora facciano meglio (peggio) dell'obiettivo annuale.

In particolare, la regolazione si prefigge da un lato un miglioramento continuo attraverso il raggiungimento di valori obiettivo prefissati con target annuali di area, dall'altro la garanzia del mantenimento dei livelli obiettivo dove questi sono stati già raggiunti.

La regolazione individuale per i clienti MT ha previsto che siano poste a carico dei distributori penalità o indennizzi automatici qualora gli utenti subiscano in un anno un numero di interruzioni superiore allo standard prefissato (6, 9 o 12 interruzioni in relazione al grado di concentrazione del territorio – alta, media, bassa).

Nell'ambito della regolazione individuale per i clienti MT è stato inoltre definito un incentivo in capo ai distributori per la riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici.

La regolazione delle interruzioni "Prolungate o Estese" prevede un rimborso forfettario per i clienti MT e BT nel caso subiscano interruzioni di durata superiore a un livello standard (da 8 a 16 ore in relazione al grado di concentrazione del territorio). Gli oneri per i rimborsi erogati ai suddetti clienti sono posti a carico dei distributori, per le interruzioni a loro imputabili, ed a carico di un fondo di solidarietà, per quelle attribuibili a cause di forza maggiore. Il fondo è alimentato dai clienti finali, dalle imprese distributrici e dall'impresa di trasmissione.

Per quanto riguarda la qualità dei rapporti commerciali tra i consumatori e le imprese, la Deliberazione ha introdotto un sistema di standard di qualità specifici (garantiti al singolo cliente) e generali (garantiti in media al complesso dei clienti).

Con la Delibera n. 646/2015/R/eel, l'AEEGSI ha definito la regolazione *output based* per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2016-2023 e ha autorizzato l'avvio di sperimentazioni finalizzate a testare le funzionalità avanzate di gestione della rete di distribuzione.

Tale Delibera conferma l'impianto generale della regolazione della qualità del servizio, che prevede la fissazione da parte dell'AEEGSI di livelli tendenziali annui relativamente ai seguenti indicatori di continuità del servizio per clienti allacciati in bassa tensione:

- durata delle interruzioni lunghe;
- numero delle interruzioni lunghe e brevi.

Viene poi prevista una regolazione individuale per i clienti di media tensione.

Per ciascun anno i distributori sono soggetti a premi o penali, a seconda che le effettive performance calcolate in base ai predetti indicatori di efficienza siano risultate migliori o peggiori rispetto ai valori tendenziali stabiliti.

Oltre agli aspetti precedentemente descritti, la Delibera delinea l'avvio della futura regolazione per gli investimenti innovativi sulla rete di distribuzione.

La successiva Delibera n. 781/2016/R/eel ha integrato il TIQE prevedendo un'estensione delle tempistiche per la conclusione delle sperimentazioni in merito alle funzionalità avanzate di rete al fine di permettere agli operatori di proporre all'Autorità analisi più dettagliate.

Con la Delibera n. 549/2016/R/eel, l'AEEGSI ha integrato la regolazione della qualità del servizio introducendo i principi generali per la regolazione sperimentale incentivante alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso sulle reti BT ed MT. Nel triennio 2017-2023 la regolazione prevede di attivare un periodo di sperimentazione durante il quale gli operatori sono chiamati ad auto-definire i propri percorsi di miglioramento, gli ambiti che entreranno in regolazione ed i conseguenti livelli di mantenimento per il successivo quadriennio 2020-2023. Durante tale triennio di sperimentazione, sono previsti esclusivamente premi, a cadenza annuale e per ambito territoriale, commisurati al livello di miglioramento conseguito rispetto al livello iniziale di partenza, ma non al di sotto del livello di riferimento fissato dall'Autorità e pari a: 17 minuti per l'alta concentrazione, 35 minuti per la media concentrazione e 64 minuti per la bassa concentrazione.

Il successivo triennio di mantenimento, prevede invece l'inserimento di penali - pari alla restituzione degli eventuali premi conseguiti nel triennio di sperimentazione 2017-2019 - se la durata delle interruzioni con preavviso è superiore al livello di mantenimento, al lordo di una franchigia.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia principalmente attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica, di seguito anche TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

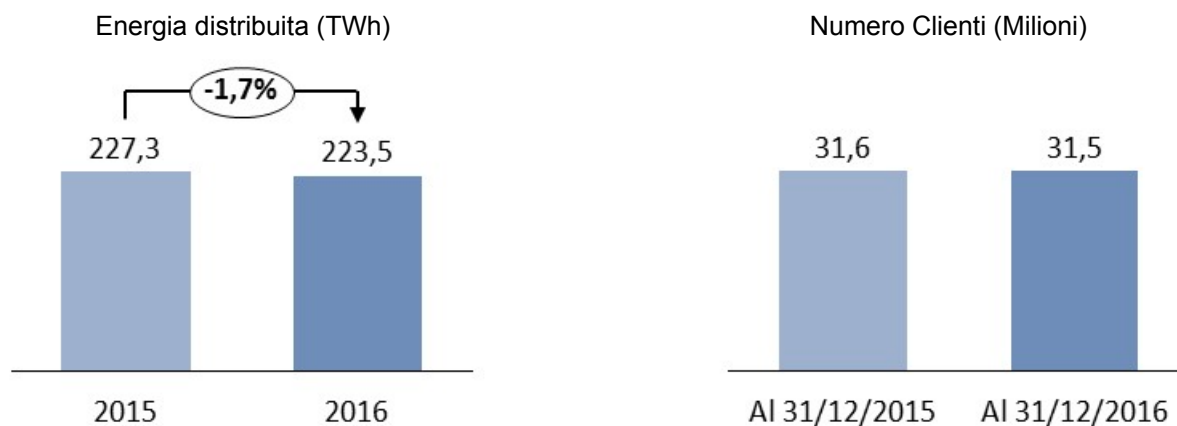
Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (o MISE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

A breve, il Ministero dello Sviluppo Economico fisserà con apposito decreto gli obiettivi di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020.

Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo "Politica ambientale – Risparmio energetico negli usi finali".

Andamento operativo

Premessa



e-distribuzione S.p.A. si rivolge a circa 31,6 milioni di clienti del mercato finale (libero, di salvaguardia e di maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2016 complessivamente 223,5 TWh (227,3 TWh dato aggiornato 2015). Si registra un decremento dell'energia distribuita dell'1,7% rispetto all'anno precedente in coerenza con la decrescita della domanda di energia elettrica in Italia, che nel 2016 è stata pari a 310,26 TWh rispetto ai 316,90 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2015).

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione S.p.A. con la gestione di 3,9 Milioni di Switching di cui il 95% verso il Mercato Libero ed il 5% di rientri in Maggior Tutela; complessivamente nel corso del 2016 si è determinato un passaggio di circa 976.000 ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

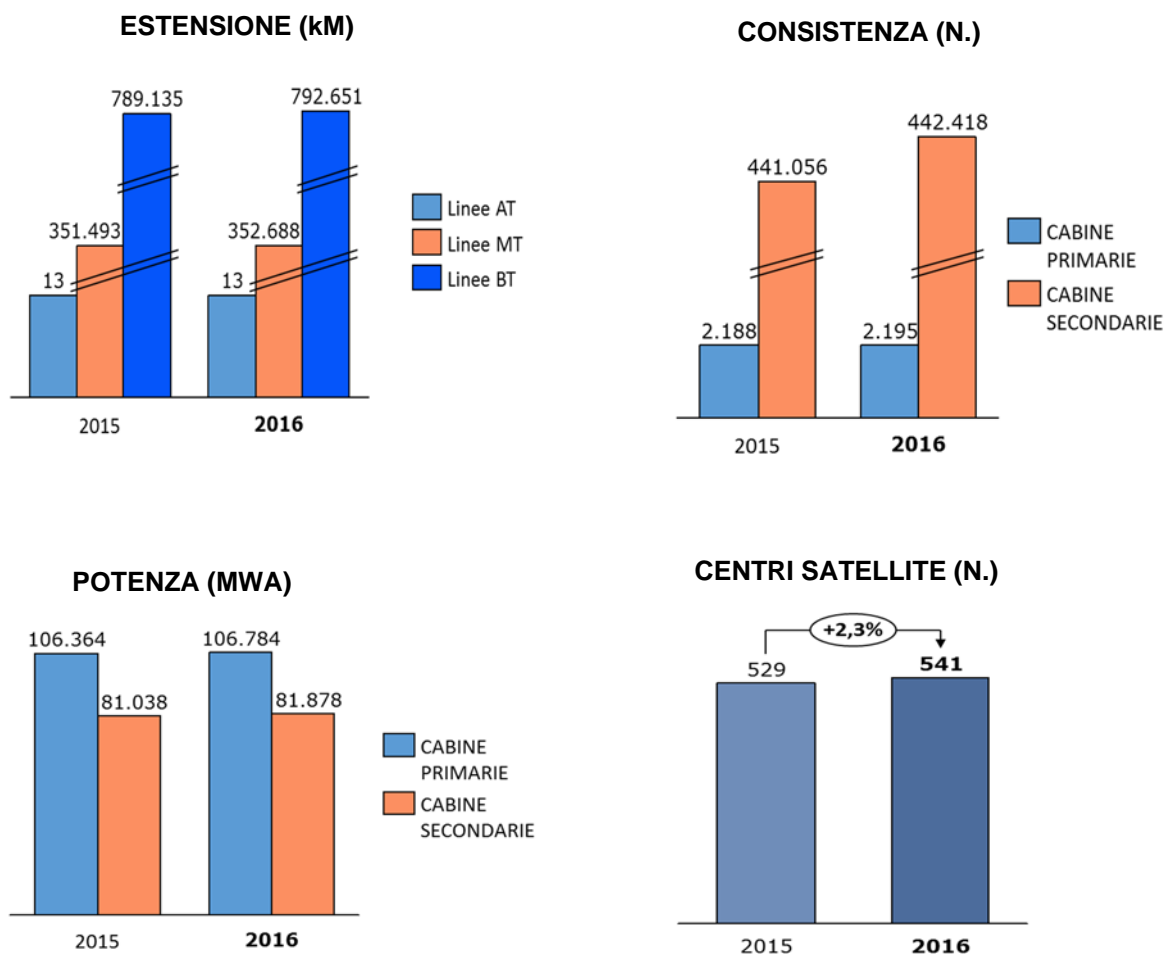
Nel corso del 2016 si è registrata vendita di potenza pari a circa 3,9 GW di cui :

- 2,3 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 2,2 GW per contributi a forfait e 0,1 GW per contributi a preventivo);
- 1,6 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,4 GW per contributi a forfait e 0,2 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2016 è la seguente:



La strategia di intervento sulla rete di e-distribuzione S.p.A. è focalizzata su tre direttrici principali:

- lo sviluppo tecnologico dei nuovi componenti, volto a limitare l'insorgere di condizioni di guasto ed aumentarne l'affidabilità;
- l'innovazione di sistema, indirizzata a contenere gli effetti degli eventi di rete sulla clientela connessa, e
- la manutenzione mirata, per prevenire il verificarsi di guasti, indirizzata dall'analisi delle condizioni di esercizio della rete.

Rientrano nello sviluppo tecnologico dei componenti l'utilizzo del cavo aereo sulle linee MT, la standardizzazione di quadri MT compatti isolati in gas e, più in generale, tutti i piani e gli interventi volti al superamento dell'isolamento in aria.

Rientrano nell'innovazione di sistema i grandi programmi di telecontrollo ed automazione della rete, quali, ad esempio, la messa a terra del neutro mediante impedenza con installazione delle "Bobine di Petersen", che consente di contenere le correnti di guasto monofase a terra e conseguentemente gli effetti di tali guasti, e l'automazione delle cabine MT/BT, che permette l'individuazione e la selezione mediante algoritmi automatici dai tronchi delle sole porzioni di rete affette da guasto, allo scopo di limitare i disservizi in termini di tempo ed area interessata. A fine 2016 la percentuale di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen è pari a circa 80% del totale, mentre la percentuale di linee MT automatizzate si conferma ben oltre il 70%.

Rientrano nella manutenzione mirata l'analisi evoluta degli eventi di esercizio, gli applicativi informatici di monitoraggio ed i sistemi di gestione e che, insieme, permettono di ridurre la manutenzione su guasto e di indirizzare gli interventi sulle attività di manutenzione preventiva, focalizzata sulla qualità del servizio.

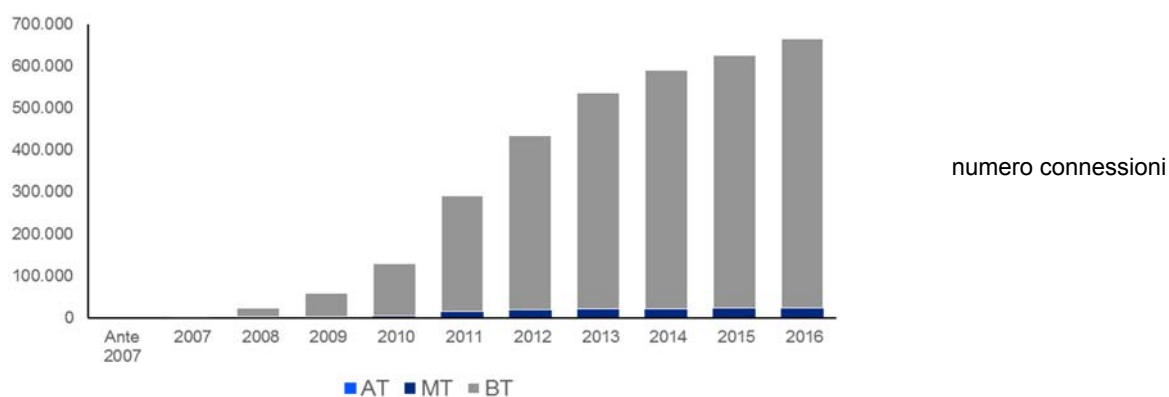
L'esperienza già maturata da e-distribuzione S.p.A. nel campo dell'automazione di rete e l'introduzione di dispositivi innovativi per l'individuazione e la selezione dei guasti lungo la linea costituiscono, insieme alla realizzazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga ed "always on", i presupposti per la realizzazione dei sistemi di distribuzione del futuro (es.: selettività logica dei guasti con tempi di intervento entro il secondo).

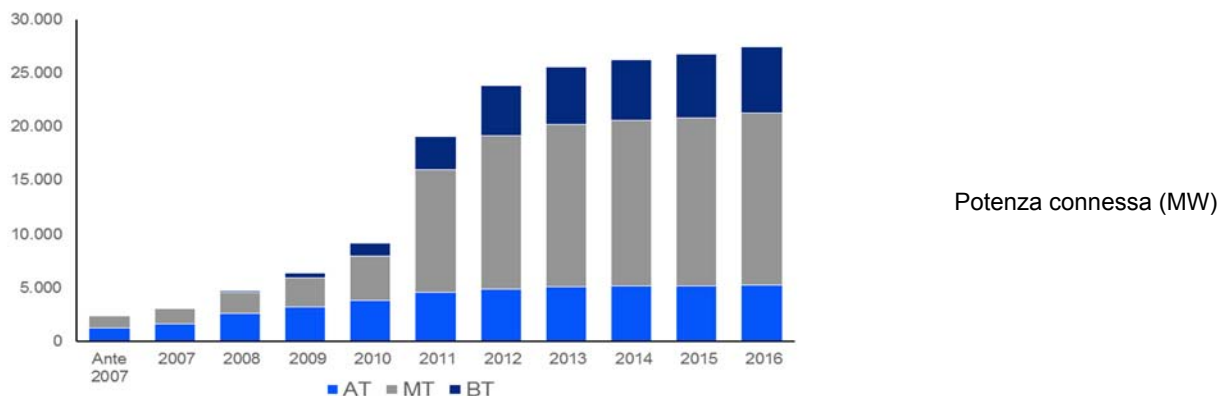
Nel corso del 2016 si sono portati avanti importanti progetti sperimentali per la misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grids".

Generazione Distribuita

Nel corso del 2016 si è registrato un leggero incremento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. Sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 40.000 impianti (34.000 nel 2015), per una potenza di circa 0,7 GW (0,5 GW nel 2015) di cui il 95% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 370 MW circa;
- eolico: 94 MW circa;
- gas di discarica e biomasse: 24 MW circa;
- biogas: 25 MW circa;
- idraulica: 61 MW;
- altre fonti: 130 MW;





Sono connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 666.000 produttori (di cui 375.014 in Macro Area Nord, 169.870 in Macro Area Centro e 121.308 in Macro Area Sud), per una potenza di connessione complessiva pari a 27,4 GW (di cui 12,6 GW per la Macro Area Nord, 6,5 GW per la Macro Area Centro e 8,3 GW per la Macro Area Sud): risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a quasi 22,2 GW. L'impatto della generazione distribuita è notevole anche sulle modalità e i criteri di esercizio e gestione della rete, che si sono in parte modificati per effetto della trasformazione della rete da "passiva" in "attiva".

Sono stati inoltre introdotti criteri e procedure per il distacco di generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale.

Qualità del servizio tecnico

Nel corso del 2016 e-distribuzione S.p.A. ha continuato ad effettuare interventi sulle reti di distribuzione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, monitorata dagli indicatori stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, con l'obiettivo di allinearsi ai migliori standard europei e di ridurre il divario tra le diverse aree geografiche del Paese.

I dati di continuità del servizio per l'anno 2016, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2017 all'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico e solo successivamente, al completamento delle procedure di verifica, potranno essere consolidati per l'assegnazione dei premi e delle penalità per la qualità del servizio.

Da quest'anno è partito un nuovo ciclo regolatorio che ha introdotto criteri ancora più stringenti che in passato. Ciò nonostante, per il 2016, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale, rispetto ai livelli raggiunti nel 2015, un sensibile miglioramento sia dell'indicatore di durata media cumulata delle interruzioni lunghe, sia dell'indicatore del numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per cliente BT. Il miglioramento ha interessato soprattutto le regioni del Sud ma anche le Regioni del Nord e del Centro hanno ottenuto risultati molto marcati.

Il 2016 non è stato caratterizzato da eccezionali eventi meteorologici anche se non sono mancate situazioni di emergenza. Particolarmente critici sono stati gli eventi sismici del Centro Italia verificatisi con particolare intensità il 24 Agosto, il 26 Ottobre e il 30 Ottobre anche se il servizio elettrico è stato ripristinato in tempi molto brevi.

Di conseguenza i premi relativi al Titolo IV della delibera dell'Autorità n. 646/15 (per risultati della durata cumulata delle interruzioni per Cliente BT e del numero delle interruzioni lunghe più brevi) sono tornati ad avere un saldo attivo positivo.

Le penalità relative alle interruzioni del servizio agli utenti MT si sono ridotte rispetto allo scorso anno.

Gestione operativa

Eccellenza operativa

Il 2016 è stato caratterizzato da un impegno costante che ha garantito, nell'ottica del miglioramento continuo, l'eccellenza operativa dei processi aziendali.

Nel corso del 2016 sono proseguiti gli sviluppi relativi al progetto "*Work Force Management di 2° generazione*" (WFM2G). In particolare è stata avviata, e quasi interamente ultimata, l'estensione dell'allestimento WFM anche al parco dei mezzi speciali, in modo da garantire una più efficace ed efficiente gestione delle attività operative svolte in campo. Con lo stesso obiettivo è stato ampliato il perimetro delle applicazioni rese disponibili su Smartphone Android.

Tra le principali attività che hanno coinvolto lo sviluppo del WFM nel 2016 ci sono stati gli adeguamenti necessari a permettere l'esecuzione delle attività del Piano di Sostituzione dei contatori elettronici di seconda generazione, la realizzazione del processo di ispezione preventiva per la posa dell'infrastruttura di Fibra Ottica, la realizzazione di una piattaforma per l'erogazione su smartphone di contenuti multimediali per safety e training basata sul riconoscimento di immagini e sulla Realtà Aumentata. Inoltre, è iniziata la migrazione sulla nuova infrastruttura di Mobile Device Management che incrementa il livello di sicurezza IT del progetto.

La piattaforma WFM è stata estesa alle imprese appaltatrici, con la consegna in comodato d'uso gratuito di circa 3.000 smartphone utilizzati per:

- Virtual Check Point Contractor, applicativo mobile che consente alle Imprese ed a e-distribuzione di monitorare in real time e per i diversi cantieri allestiti, la coerenza su ambito Safety, tra le attività commissionate e la specializzazione delle risorse impiegate;
- L'esecuzione di attività di Gestione Utenza, la raccolta letture di contatori elettronici in errore di telelettura e per le attività del Piano di Sostituzione di contatori elettronici di seconda generazione.

Relativamente alla Gestione Utenza affidata ad imprese appaltatrici, nel corso del 2016, unitamente alla consegna degli smartphone, è stata completamente rivista la piattaforma informatica utilizzata per l'assegnazione e gestione di tali attività, rendendo disponibile anche alle imprese appaltatrici un cruscotto molto simile a quello utilizzato da e-distribuzione.

Questo sviluppo è stato propedeutico anche all'avvio del processo di sostituzione massiva dei misuratori e continuerà anche nel 2017, coinvolgendo altre tipologie di attività.

Proseguendo sul tema delle ottimizzazioni ai processi che coinvolgono le imprese appaltatrici, un altro importante sviluppo completato ha consentito di automatizzare la creazione di Ordine e LCL e la consuntivazione delle distinte materiali per gli interventi su guasto. Tale modalità, oltre ad ottimizzare il processo, riduce notevolmente il tempo di latenza della consuntivazione dei materiali oltre ad azzerare totalmente l'operatività del tecnico. Nel 2017 sono previsti ulteriori sviluppi in modo da consentire all'impresa appaltatrice l'acquisizione automatica di prestazioni e materiali (mediante lettura barcode) direttamente dal campo.

Sempre nel corso del 2016 è continuata la consegna di smartphone, in sostituzione dell'attuale cellulare, anche al personale impiegato tecnico impegnato in attività in campo al fine di consentire loro l'utilizzo in mobilità delle diverse applicazioni aziendali già disponibili sulla piattaforma Android, migliorando l'efficienza dei processi e l'efficacia del lavoro in campo. Nel 2016 è stato effettuato il rinnovo tecnologico dei primi 8.500 smartphone WFM consegnati agli operativi nel 2013, sostituendoli con un modello più recente. A fine 2016 il numero di smartphone WFM in uso presso il personale di e-distribuzione è cresciuto fino a circa 12.000.

Fra le iniziative di rilievo, sinergica al progetto WFM, va citata l'Assegnazione Dinamica Lavori (ADL), in esercizio dal 2012 sull'intero territorio nazionale.

Nel corso del 2016 ADL è stata oggetto di numerosi sviluppi lungo diverse direttrici, in particolare si segnalano: l'integrazione con i sistemi di gestione della qualità commerciale, il supporto delle attività di sostituzione massiva dei

misuratori, l'integrazione e l'efficiamento della gestione delle verifiche dei misuratori, con la possibilità di generare automaticamente e dal campo, in un tempo non superiore ai 2 minuti, le richieste di verifica misuratore in funzione delle necessità rilevate dagli operatori in sito, la semplificazione dei cruscotti di assegnazione (in esercizio nel 2017) e la messa a disposizione dei Capi Squadra di APP su smartphone che consentono di operare su ADL, limitatamente alle funzioni principali, direttamente dal campo.

Infine, relativamente ai Capi Squadra, si segnala anche l'entrata in esercizio di un motore che, al verificarsi di alcune condizioni, valida automaticamente i Diari compilati dagli operativi, alleggerendo significativamente l'impegno in back office dei Capi Squadra.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 35,7 milioni di contatori installati, contribuisce in maniera determinante al raggiungimento di un'alta qualità del servizio commerciale con bassi costi operativi.

Attraverso le funzionalità del Telegestore (tra cui la rilevazione dei consumi e la gestione del contratto a distanza), e-distribuzione S.p.A. sta fornendo il proprio contributo allo sviluppo di un mercato elettrico più efficiente e concorrenziale.

Nel corso del 2016 sono state eseguite con successo da remoto circa 442 milioni di teleletture, circa 3,4 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza), circa 3,1 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi. Nel corso dell'anno sono stati sostituiti con altrettanti misuratori elettronici 15 mila misuratori tradizionali con contratto attivo.

In Spagna nel 2016 è proseguita la fornitura del Sistema di Telegestione a Endesa Distribución S.A. iniziata nel 2010 (a seguito del contratto firmato a fine 2009 e rinnovato nel 2015). In particolare, nel corso del 2016 e-distribuzione S.p.A. ha fornito 2.163.630 contatori monofase, 280.400 contatori polifase e 41.112 concentratori. Grazie a queste attività Endesa si è confermata in Spagna come l'azienda leader per lo *Smart Metering*.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

Continua anche nel 2016 il trend positivo del livello di servizio della qualità commerciale monitorato dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (Deliberazioni n.646/16 - 99/08 e s.m.i.), che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore.

Nel corso del 2016 sono state gestite circa 4,2 milioni di prestazioni soggette a tempi standard, di cui 44% provenienti da clienti con un venditore sul mercato libero e 56% provenienti da clienti serviti in Maggiore Tutela. Le prestazioni relative ai produttori sono state invece 320.000.

Per ciascuna prestazione eseguita oltre il tempo standard per cause imputabili al distributore è prevista l'erogazione di un indennizzo variabile in funzione del ritardo nell'esecuzione, della tipologia di cliente e del livello di tensione.

Nel 2016 il 99,8% delle prestazioni richieste dai clienti e il 99,7% delle prestazioni richieste dai produttori è stato eseguito entro i tempi standard stabiliti dall'Autorità.

Entro il 31 marzo 2017, come di consueto, i dati annuali sulle prestazioni commerciali relativi ai clienti verranno comunicati all'Autorità. I dati sulle prestazioni commerciali relativi ai produttori sono invece comunicati due volte all'anno, ogni semestre; entro il 28 febbraio 2017 sono stati comunicati i dati relativi al secondo semestre 2016.

Nell'ambito della qualità del servizio commerciale è stato avviato un progetto di semplificazione con il duplice obiettivo di razionalizzare le attività di back office, automatizzando le varie fasi del processo e semplificare l'interazione con il cliente attraverso strumenti innovativi.

I risultati di tale progetto assicureranno la certificazione automatica dei dati, quindi l'eliminazione dei controlli di validazione e la riduzione della documentazione cartacea da archiviare, una maggiore flessibilità e minori tempi di attesa per il cliente.

Il progetto prevede la digitalizzazione dei processi commerciali quali ad esempio: gestione fine opere cliente (circa 20.000/mese), gestione appuntamenti da Smartphone (circa 7.000/mese), certificazione dati aggiuntivi di qualità commerciale (circa 100.000/mese).

Evoluzione del modello di contatto

e-distribuzione ha lavorato anche nel 2016 per migliorare la customer interaction e aumentare la customer satisfaction attraverso la realizzazione di nuovi servizi digitali, di un canale mobile, di una libreria digitale ("Open Knowledge") a disposizione di Operai e Tecnici, e l'avvio del Contact Center commerciale (numero verde 800 085577).

Sito WEB e canale mobile

Tra gli obiettivi principali del sito: migliorare la qualità della relazione con il cliente attraverso servizi on line e user friendly, identificare il ruolo del distributore all'interno del mercato elettrico, rendere sempre più chiara e diretta la comunicazione su temi che riguardano le attività del distributore.

L'offerta di servizi e contenuti del sito internet è stata ulteriormente potenziata attraverso il progressivo rilascio di nuovi servizi e funzionalità.

Ad oggi sono attivi 27 servizi di cui 10 rilasciati nel corso del 2016 tra i principali sono:

- o "Misure Energia Prodotta", per visualizzare le misure dell'energia prodotta dal proprio impianto;
- o "Le mie Pratiche", per conoscere lo stato delle proprie pratiche con e-distribuzione;
- o "Lavori Programmati", per avere informazioni su eventuali interruzioni del servizio dovute a lavori pianificati;

- o “Buchi di Tensione”, per avere informazioni sui buchi di tensione che hanno interessato la propria fornitura;
- o “Open Meter Plan”, per avere informazioni sulla data di sostituzione del contatore.

In una logica di multicanalità e nello spirito di migliorare la “customer experience” è stata realizzata anche l’App di e-distribuzione, attraverso la quale è possibile consultare diversi servizi in mobilità.

Il sito è un canale informativo utilizzato anche per valorizzare gli interventi sul territorio volti al miglioramento della qualità del servizio (nuove cabine, linee, accordi), nonché per informare, con aggiornamenti ripetuti nelle 24 ore, sul ripristino del servizio in occasione di condizioni atmosferiche critiche (ad esempio emergenza maltempo - emergenza caldo del periodo estivo).

Il Contact Center

A novembre 2016 è stato avviato il Contact Center commerciale di e-distribuzione. Il servizio, dedicato nella fase di avvio alle tematiche dei produttori e a quelle relative alla sostituzione del contatore e alla posa della fibra, verrà esteso nel primo trimestre del 2017 anche ai clienti.

Il servizio è strutturato su due livelli: il front-office o 1° livello è gestito da un fornitore terzo; il back-office o 2° livello è gestito invece da personale interno di e-distribuzione localizzato sul territorio all’interno delle DTR.

Open Knowledge

A dicembre 2016 è stato realizzato l’ “Open Knowledge”, a disposizione di Operai e Tecnici per gestire al meglio la relazione con il cliente. Si tratta di una libreria digitale, consultabile tramite APP o Portale Web, all’interno della quale sono disponibili contenuti (FAQ) per far fronte alle richieste che clienti e produttori pongono quotidianamente al nostro personale tecnico durante attività di sopralluogo o interventi in loco.

L’iniziativa è nata dagli spunti emersi da una survey interna, rivolta a tutto il personale di e-distribuzione, che hanno evidenziato un evidente gap informativo tra le domande poste frequentemente da clienti e produttori e le conoscenze dei nostri tecnici.

La crescita del livello di consapevolezza e di conoscenza nei Clienti negli ultimi anni richiede una maggiore capacità di interazione tra cliente e personale di e-distribuzione, che viene visto dal nuovo “consumatore” come un vero e proprio punto di riferimento.

Nuove iniziative

SMART METERING

Dopo l’importante riconoscimento ottenuto con la conferma da parte del CENELEC della positiva conclusione per *Meters and More* del processo di voto da parte dei Comitati Tecnici nazionali per la standardizzazione, il protocollo di comunicazione *Meters and More* è divenuto uno degli standard europei per le soluzioni di *smart metering*. Lo stesso riconoscimento ha consentito inoltre di poter iniziare nel 2015 e di proseguire nel 2016, il processo per il conseguimento dello standard internazionale. Nel corso del 2016 queste le attività portate avanti dalle Commissioni interne all’Associazione:

- il Product Certification Committee (TCC) di *Meters and More* composto da 21 membri (di 17 diverse società), dopo aver accreditato il CESI come primo *test provider* e aver potuto certificare i primi due *metering devices*, CERM1 e CERT1, entrambi prodotti da Enel, ha proseguito la sua attività per la stesura delle procedure di test e l’evoluzione del *Meters and More Testing Tool* per la certificazione di apparati diversi dagli Energy Meter;

- Il Technical Committee for Protocol Specification (TCS) dell'Associazione invece, composto da 23 membri di altrettante società, tra le varie attività svolte si è occupato del perfezionamento di una interfaccia che utilizza il Protocollo Meters and More e che collega il contatore intelligente con "Gateway", un sistema che consente di aprire l'accesso ad applicazioni domestiche. Il perfezionamento di questa interfaccia avvia il protocollo Meters and More verso interessanti prospettive nel settore della domotica con l'obiettivo di ottimizzare i consumi tramite applicazioni di smart energy;
- il Working Group for Communication (WGC) di Meters and More, che consta di 18 membri di differenti società, ha continuato a portare avanti un lavoro di promozione e riconoscibilità del protocollo Meters and More in ambito internazionale sia partecipando agli eventi di settore (Latin Utility Week, San Paolo del Brasile 13-15 settembre ; European Utility Week , Barcellona 15-17 novembre), sia attraverso una mirata attività di media relation con le principali riviste internazionali del settore meter (www.metersandmore.com).

Open Meter

Nell'ambito del programma di sviluppo del nuovo contatore intelligente di e-distribuzione, denominato Open Meter, nel corso del 2016 è stata completata la fase di sviluppo, hardware e software, del nuovo contatore monofase GEMIS e la relativa omologazione e certificazione. Sono state predisposte le linee di produzione presso i tre assemblatori, aggiudicatari della gara, e avviata la produzione che ha portato ad oltre 230.000 GEMIS prodotti e consegnati presso le nostre piattaforme.

Nel corso del 2016 è stato avviato lo sviluppo, sia hardware che software, del nuovo contatore trifase diretto (GETIS) e avviata la gara per la relativa produzione.

Si è concluso inoltre il perfezionamento del firmware del nuovo concentratore MSC EVO, definite le specifiche funzionali del nuovo sistema centrale BEAT e avviati i relativi sviluppi.

Le nuove funzionalità introdotte dal contatore Open Meter ricadono all'interno dei seguenti principali ambiti:

Consumatore

L'apertura del protocollo di comunicazione tra il contatore e la casa, in fase di definizione presso un apposito gruppo di lavoro del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), congiuntamente all'introduzione di un canale di comunicazione dedicato, permetterà una maggiore penetrazione delle tecnologie abilitanti il risparmio energetico, aumentando la consapevolezza dei consumi per i clienti finali. Consentirà inoltre di introdurre servizi innovativi per i clienti, le Istituzioni e gli operatori del mercato elettrico.

Infine la raccolta capillare delle informazioni e i volumi di dati a disposizione, permetterà di offrire servizi utili allo sviluppo di nuovi modelli di business, come ad esempio, servizi avanzati B2B per il mercato elettrico.

Servizio elettrico

L'Open Meter consentirà di migliorare la qualità complessiva del servizio elettrico aumentando i dati a disposizione per la gestione della rete e dando un fondamentale impulso allo sviluppo del Telecontrollo della rete in BT.

Il contatore sarà in grado di misurare grandezze utili per il monitoraggio e il controllo della rete BT (profili di tensione, corrente, frequenza, fattore di potenza ecc.); in particolare permetterà di rilevare l'assenza di tensione e il relativo ripristino e di segnalare al concentratore questo evento in modo spontaneo (*last gasp*) attraverso il canale RF, avendo la capacità di rimanere operativo per il tempo necessario all'invio.

Il nuovo concentratore inoltre, sarà in grado di comunicare queste informazioni direttamente all'Unità Periferica per il telecontrollo BT posta in cabina secondaria insieme o in alternativa al sistema centrale. In più il concentratore sarà in grado di fungere da *gateway* di comunicazione tra l'Unità Periferica e i sensori e attuatori di Telecontrollo BT, tramite il canale RF.

L'Open Meter permetterà di rendere più efficienti ed efficaci i processi tecnici e commerciali a vantaggio di clienti, produttori e venditori, mettendo a disposizione più informazioni utili per migliorare le funzioni a supporto dell'automazione, del monitoraggio del sistema di Telegestione e delle verifiche. Il concentratore sarà dotato di un canale di comunicazione verso il sistema centrale più performante (3G, LTE, Fibra Ottica) che consentirà di incrementare la quantità di dati trasmessi.

Per quanto riguarda il sistema centrale (BEAT), esso sarà caratterizzato da una architettura flessibile e scalabile in grado di mettere insieme e gestire una quantità elevata di dati raccolti dagli apparati installati in campo e sarà inoltre in grado di garantire il *monitoring* in tempo reale dello stato diagnostico degli apparati, nonché l'abbattimento dei tempi di riprogrammazione massiva di tutti i contatori telegestiti.

Nel corso del 2017 è previsto l'avvio della sostituzione massiva dei contatori monofase di prima generazione e quello dei contatori trifase diretti, con l'obiettivo di produrre i contatori necessari a garantire l'installazione entro dicembre.

Al fine di ottemperare alle richieste di performance della delibera 87/2016, legate al sistema 2G, nel corso del 2017 è prevista anche l'installazione dei nuovi concentratori MSC e il rilascio in esercizio dei primi moduli del sistema centrale BEAT.

NUOVI COMPONENTI DI RETE

Nel corso del 2016 sono stati avviati lo sviluppo e la sperimentazione di alcuni nuovi componenti della rete che tengono conto delle mutate esigenze sia in considerazione della diffusione della generazione distribuita che delle esigenze di miglioramento continuo della qualità del servizio.

La fase di sperimentazione di questi componenti ha lo scopo di validarne le specifiche tecniche prima di passare alla diffusione massiva.

Regolatori di tensione BT

I regolatori di tensione BT, installati lungo linea o in prossimità degli utilizzatori finali, sono componenti che hanno la finalità di risolvere problemi di qualità della tensione dei singoli clienti BT.

Nel 2016 sono stati approvvigionati 50 regolatori monofase BT "Bidirezionali" (potenza nominale 6 kVA), la maggior parte dei quali già installati in campo. Nel 2017 sarà completata l'installazione di tutti i componenti e si darà seguito alla sperimentazione che prevede, oltre al monitoraggio dei regolatori installati, il test di nuovi dispositivi - con isolamento in olio o a secco e di tipo trifase o monofase - progettati per funzionare in condizione di flusso di energia "bidirezionale".

Trasformatori trifase MT/BT in olio con regolazione automatica della tensione

Questo tipo di trasformatori hanno lo scopo di garantire, in qualsiasi condizione di funzionamento, un corretto profilo di tensione ai clienti finali.

Al fine di valutare la funzionalità e l'affidabilità di queste macchine, è stata avviata a fine novembre 2015 una sperimentazione con il coinvolgimento di diversi fornitori e varie soluzioni costruttive con differenti sistemi di regolazione. A dicembre 2015 sono stati installati due trasformatori da 100 kVA nella Direzione Territoriale Regionale (DTR) Campania di e-distribuzione, in particolare nelle Zone di Caserta e di Avellino.

Nel 2017 saranno completate le installazioni sperimentali previste (24 macchine in tutto) e si darà seguito alla verifica che prevede, oltre al monitoraggio delle macchine installate, il test di nuovi trasformatori con diverse soluzioni costruttive, differenti sistemi di regolazione nonché equipaggiati con dispositivi per il monitoraggio della tensione da remoto.

Trasformatori MT/BT isolati con liquidi di esteri vegetali

Si tratta della sperimentazione di trasformatori innovativi isolati con liquidi di esteri vegetali. Oltre ad avere un punto di infiammabilità più elevato, rispetto agli oli isolanti minerali, gli oli vegetali hanno la caratteristica di essere quasi completamente biodegradabili. Oggetto della fornitura sono stati:

- n° 20 TR da 100 kVA - 20/0,420 kV per installazione su palo;
- n° 20 TR da 400 kVA - 20/0,420 kV per installazione in cabina secondaria.

Le prime dieci unità da 100 kVA e da 400 kVA sono state riempite con due tipologie di oli differenti. Nel corso del 2016 è stata già installata la maggior parte delle macchine con tali prerogative, così che nel 2017 saranno completate le installazioni sperimentali e si darà seguito al loro monitoraggio attraverso verifiche da eseguire su campioni di liquidi, da prelevare sulle macchine dopo alcuni mesi di esercizio e da ripetere periodicamente.

Dispositivi Anti-icing

Negli scorsi anni sono stati installati su diverse linee MT e in differenti Direzioni Territoriali di e-distribuzione (DTR) tre differenti tipologie di dispositivi anti-icing:

- Distanziatori di fase;
- Dispositivi di Allungamento Controllato (DAC);
- Dissipatore di energia da impatto.

Nel corso del 2016 si è monitorato il funzionamento dei dispositivi installati e si è proceduto a lanciare l'approvvigionamento di ulteriori 500 terne di distanziatori, che saranno installati nel corso del 2017, continuando il monitoraggio delle sperimentazioni già avviate.

Smart termination light

Si tratta di terminali MT unipolari con sensore di presenza tensione integrato. Questo terminale permette di ottenere una tensione secondaria corrispondente alla tensione unipolare del cavo di media tensione per mezzo di un partitore capacitivo integrato all'interno del terminale stesso. Grazie alle particolari caratteristiche di funzionamento, i sensori possono sostituirsi alle attuali prese capacitive presenti sui quadri MT delle cabine secondarie per alimentare il dispositivo di rilevazione di guasto direzionale e di assenza tensione (RGDAT).

Nel 2016 sono stati installati i primi dispositivi in alcune DTR di e-distribuzione, ed in particolare in DTR PUB nell'ambito del progetto NER300. Nel 2017 si proseguirà allargando la sperimentazione del componente a tutto il territorio nazionale.

Interruttori MT in vuoto da palo

Gli interruttori MT in vuoto sono nuovi componenti da installare su linee elettriche aeree in conduttori nudi. La modalità d'uso più diffusa di tale componente prevede la sua installazione in testa alle derivazioni delle linee. Ciò al fine di proteggere la dorsale con cicli completi di richiusura evitando che si apra l'interruttore di cabina primaria o quelli eventualmente installati nelle cabine secondarie in dorsale.

Nel 2016 sono stati approvvigionati 57 dispositivi, che saranno installati nel corso del 2017. Oltre a monitorare le sperimentazioni partite, si prevede di testare nuove apparecchiature con diverse soluzioni costruttive.

Motorizzazione sezionatori AT

e-distribuzione ha previsto l'installazione di sezionatori AT motorizzati che consentono di eseguire le manovre da remoto riducendo i tempi di distacco richiesti da Terna.

Nel corso del 2016 è stata avviata l'omologazione dei primi sezionatori motorizzati con previsione di conclusione nel corso del 2017.

Batterie per Cabina Secondaria soggette a condizioni ambientali estreme

La temperatura ambiente in alcune Cabine Secondarie, soprattutto nei mesi estivi, raggiunge valori molto elevati (intorno ai 60 °C) e tale condizione danneggia in maniera irreparabile la batteria ivi installata.

Per trovare una soluzione a questo inconveniente sono state previste due sperimentazioni: una che utilizza batteria al Pb puro con particolari caratteristiche costruttive idonee a funzionare a temperature elevate per diverse ore al giorno, l'altra utilizzando la tecnologia degli ioni di litio. Entrambe consentirebbero di allungare i tempi di sostituzione programmata.

Nel corso del 2016 sono stati approvvigionati, ed in parte già installati, 80 accumulatori al piombo puro. Nel corso del 2017 si completeranno le installazioni della soluzione al piombo puro e si avvierà la sperimentazione di quelli agli ioni di litio, avviandone il monitoraggio.

Smart joint

Il nuovo giunto MT con sensore integrato consente di verificare la qualità della giunzione subito dopo la sua esecuzione. E' possibile così verificare in tempo reale la sua corretta esecuzione mediante la misura delle scariche parziali al momento dell'energizzazione del cavo. E' in corso di verifica inoltre la possibilità che il sensore integrato possa permettere il rilevamento di misure periodiche successive per monitorare lo stato della giunzione nel tempo.

Nel corso del 2016 sono state effettuate le prime due installazioni sperimentali che si prevede di estendere nel corso del 2017 ad ulteriori siti.

Morsettiera BT con sezionatori sotto carico

Tale morsettiera costituisce un'evoluzione del dispositivo attualmente manovrabile solo manualmente mediante chiave isolata esagonale e cacciavite isolato. Sono previste due tipologie di organi di manovra: sezionatore a vuoto e sezionatore sotto carico.

Nel 2016 sono stati installati i primi prototipi; si proseguirà con ulteriori installazioni pilota e proseguendo lo sviluppo del componente con altri fornitori.

Interruttori BT elettronici

Per migliorare la gestione delle rete BT (in ottica *smart grids*) è necessario aumentare le funzionalità del componente interruttore BT in testa linea, ed eventualmente lungo linea. Sul mercato sono disponibili interruttori elettronici che offrono caratteristiche avanzate (come la selettività ed il coordinamento tra interruttori montati lungo le dorsali BT, il tipo di intervento termico o magnetico, l'IP, la misura accurata di grandezze elettriche sui 4 quadranti indipendenti dalla temperatura ambientali, l'autodiagnostica ecc.) non ottenibili dagli interruttori BT elettromagnetici ad oggi unificati.

Il primo passo della sperimentazione sono alcune prove di laboratorio per verificare, dal punto di vista dell'energia passante, la compatibilità di questi componenti con i cavi BT presenti in campo. Successivamente si procederà a delle installazioni pilota in campo. Nel corso del 2016 sono stati approvvigionati gli interruttori necessari a queste prove di laboratorio che saranno eseguite ad inizio 2017.

Trasformatore AT/MT a doppio secondario

Per migliorare la qualità del servizio della rete, con particolare riferimento alla Power Quality per i clienti MT con utenze sensibili ai buchi di tensione, è possibile utilizzare trasformatori AT/MT a due secondari, secondo una configurazione di tipo a piani sovrapposti. Tale soluzione permette infatti una sostanziale indipendenza dei due secondari stessi dal punto di vista elettromagnetico, per cui, in caso di corrente nominale o di corto circuito su uno dei due secondari, non si verificano cadute di tensione rilevanti sull'altro avvolgimento.

Nel corso del 2016 sono stati emessi contratti verso due diversi costruttori per la fornitura dei primi 4 trasformatori di questa tipologia, da installare in quattro Cabine Primarie con problemi di qualità del servizio. Un fornitore ha

consegnato a dicembre 2016 il trasformatore a lui assegnato, che sarà installato nel corso del 2017. L'altro fornitore completerà le consegne nel corso 2017.

Bobina di Petersen mobile "maggiorata"

Si tratta di una nuova tipologia di bobina di Petersen maggiorata a 800 A con Trasformatore Formatore di Neutro.

La fornitura si è resa necessaria a seguito delle connessioni di porzioni estese di rete di media tensione relative alla generazione fotovoltaica nelle aree della Distribuzione Territoriale Rete – Puglia e Basilicata, dove la corrente di guasto a terra a neutro isolato in alcune Cabine Primarie ha superato i limiti tecnici delle bobine di Petersen attualmente unificate (circa 500 A).

La sperimentazione prevede l'approvvigionamento di due complessi di Petersen con caratteristiche speciali che prevedono la bobina di tipo mobile, il trasformatore formatore di neutro ed il dispositivo DAN/MCI.

I due complessi sono stati consegnati a fine 2016 e saranno messi in servizio nel corso del 2017 in una Cabina Primaria della Distribuzione Territoriale Rete – Puglia e Basilicata di e-distribuzione.

Quadro BT con IMS

Al fine di alimentare in maniera indipendente e protetta il quadro Servizi Ausiliari direttamente dalle sbarre principali del quadro BT (svincolandolo dagli interruttori BT di linea), si stanno sperimentando IMS completi di contenitore isolato e di staffa di supporto al quadro BT, secondo la specifica tecnica DY3200.

La fornitura sperimentale oltre a garantire un'alimentazione privilegiata al Quadro S.A. (che alimenta tra l'altro il concentratore, l'U.P. e l'illuminazione della cabina) svincolandola dai guasti eventuali sull'interruttore BT oggi possibili, è necessaria a verificare in campo la facilità di installazione e di esercizio nelle Cabine Secondarie.

Nel corso del 2016 è stato emesso un contratto per la fornitura di 110 pezzi che saranno consegnati ed installati nel corso del 2017.

Trasformatore mobile di emergenza Jolly AT/MT1/MT2

Il Trasformatore mobile Jolly è previsto per eventuali situazioni di emergenza che potrebbero verificarsi sulla rete elettrica nazionale, anche dove sono presenti condizioni di rete non unificata.

Il trasformatore è progettato in maniera tale da consentirne il trasporto e la messa in servizio sul territorio nazionale in un tempo di circa 3-4 giorni dal verificarsi della necessità. Esso è costituito da tre unità monofase da assemblare in banco trifase in esercizio, in modo da poter funzionare come trasformatore trifase di potenza nominale di 25 MVA e da poter essere collegato alle reti AT, MT1, e MT2 caratterizzate dai seguenti valori nominali di tensione di impiego:

- AT: 150 - 132 - 120 kV;
- MT1: 9 - 9,4 - 10,4 - 15,6 - 20,8 - 22,8 - 23,8 - 27 - 30,8 kV;
- MT2: 50 - 54 - 57 - 60 - 63 - 66 - 70 kV.

Nel corso del 2016 è stata completata l'approvazione tecnica e la consegna del trasformatore, mentre nel corso del 2017 è prevista l'emissione del contratto di servizio e l'esecuzione di una installazione di prova in impianto.

Guaina copertura per Cabine Secondarie

Le attuali cabine secondarie unificate in calcestruzzo armato (non climatizzate), vista l'elevata temperatura raggiunta al loro interno, suggeriscono una sperimentazione volta all'abbassamento di tale temperatura tramite l'adozione di determinati prodotti di tipo edile. Ciò al fine di intervenire sia sull'esistente sia sulle nuove edizioni di cabine box.

Usando un rivestimento termo ceramico isolante ad alta riflettanza di spessore 0,6 mm sul tetto di cabine secondarie con problemi di riscaldamento eccessivo e di smaltimento di calore, si potrebbe prevenire il surriscaldamento estivo causato dall'irraggiamento del sole.

Il prodotto sarà testato prendendo in esame due cabine adiacenti (quindi poste nelle medesime condizioni ambientali) e dopo aver fatto lo zero delle misure (ovvero dopo aver acquisito le misure delle cabine prima che venga posato il prodotto). Su una delle due cabine verrà stesa la vernice termo ceramica, che è già stata acquistata, e calcolato poi il delta delle temperature delle due cabine nel corso dell'anno, con particolare interesse al periodo estivo.

Nel corso del 2016 è stato approvvigionato il prodotto e sono state selezionate le cabine per la sperimentazione. Nel corso del 2017 sarà installato il sistema di misura e registrazione delle temperature ambientali interne, e sarà quindi avviato il periodo di monitoraggio ante e post installazione del rivestimento.

SMART GRID

e-distribuzione svolge a livello europeo un ruolo di condivisione di best practices e partecipa alla definizione di strategie di lungo termine per l'introduzione massiva delle tecnologie Smart Grids sulla rete elettrica europea.

Le Smart Grid prevedono la trasformazione della rete elettrica in una rete interattiva, riuscendo a integrare in modo dinamico le esigenze dei consumatori e gestire in modo efficiente la costante crescita delle nuove fonti di generazione distribuita. Tali funzionalità sono rese possibili attraverso l'implementazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga, basata ad esempio su fibra ottica o su tecnologie di tipo wireless (ad es. 4G/LTE), che risultino essere affidabili, veloci e con ampie capacità di trasmissione.

I benefici associati all'evoluzione verso le Smart Grid riguardano quindi potenzialmente tutti gli ambiti della gestione degli impianti di distribuzione: continuità del servizio, efficienza energetica, regolazione della tensione, sicurezza del sistema elettrico attraverso l'interoperabilità con il gestore della RTN, integrazione dei veicoli elettrici e partecipazione attiva dei clienti finali alla gestione dinamica dei segnali di consumo e prezzo.

L'evoluzione delle reti richiede un grande sforzo innovativo volto a ricercare e testare le migliori soluzioni da implementare in modo massivo sulla rete. In tal senso è proseguito e continua anche nel prossimo triennio l'impegno di e-distribuzione, con iniziative di sperimentazione e prototipazione che coprono i diversi ambiti di innovazione sopra richiamati.

In particolare e-distribuzione è impegnata nel proseguire l'innovazione e lo sviluppo di sistemi quali quelli di protezione e telecontrollo, che già introdotti negli anni passati, si evolvono oggi in un'ottica smart grid.

Di seguito sono sinteticamente descritte le principali iniziative relativamente a questi sistemi:

Evoluzione dei Sistemi di protezione e controllo delle Cabine Primarie

L'incremento della generazione distribuita connessa alla rete di media tensione ed il conseguente aumento dei casi di inversione del flusso di energia (dalla rete MT alla rete AT), nonché l'evoluzione tecnologica e quella degli standard Internazionali, comportano l'adeguamento del sistema di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie. Con questa finalità, nel corso del 2016, sono state sviluppate ulteriori nuove funzionalità insieme alla messa in campo di una nuova generazione di apparati. Quest'ultimi utilizzano il protocollo standard IEC 61850 e prevedono funzionalità di protezione e di automazione di rete più sofisticate in grado di garantire il corretto funzionamento dei sistemi in presenza di reti attive. La prospettiva di lavoro su tali apparati comporta sia ulteriori nuove funzionalità che il procedere in parallelo con le installazioni dei nuovi sistemi in campo nell'ambito dei progetti in corso (PAN NER 300, L'Aquila Smart City, Replicate, ecc.).

Evoluzione degli apparati e dei sistemi centrali e degli apparati e dei sistemi di Cabina Primaria e di Cabina Secondaria per il telecontrollo e l'automazione della rete

Le attività relative all'evoluzione dei sistemi hardware e software dei sistemi di telecontrollo e automazione costituiscono una base comune dei diversi progetti Smart Grid seguiti da e-distribuzione. Si tratta in particolare di:

funzionalità evolute di monitoraggio in tempo reale, regolazione della tensione MT, scambio informativo con Terna S.p.A. e nuove tecniche di selezione del guasto e rialimentazione automatica della rete MT.

Nel corso del 2016 sono iniziate le attività di rinnovo tecnologico dei sistemi centrali di telecontrollo e del software dei sistemi di DMS (Distribution Management Systems) usati per i calcoli di rete in tempo reale. Inoltre, per rispondere alle esigenze ambientali, normative e funzionali necessarie per un utilizzo sulle reti di e-distribuzione e in altri paesi ove presente il Gruppo Enel, si è avviato lo sviluppo di apparati periferici per cabina secondaria (tra cui ad esempio le rtu di cabina secondaria UP e i dispositivi per la rilevazione del guasto RGDAT) utilizzabili nei paesi esteri in cui è presente il Gruppo Enel.

Evoluzione apparati periferici (μ UP) e sistemi centrali per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB)

Sempre a supporto dei progetti Smart Grid, e-distribuzione ha continuato nel corso del 2016 le attività di sviluppo e di installazione del nuovo Sistema di telecontrollo per la rete di Bassa Tensione (STB).

Questa attività prosegue sia con l'evoluzione delle soluzioni per il telecontrollo delle cassette stradali di bassa tensione e il monitoraggio delle grandezze elettriche di interesse, sia con l'introduzione del sistema per i calcoli elettrici BT in tempo reale (DMS BT) integrato con il sistema di telecontrollo BT e con i sistemi di rete a livello di tensione superiore (MT).

Connettività IP broadband per cabine secondarie

La connettività IP Broadband costituisce il fattore abilitante per la realizzazione di tutte le funzionalità Smart Grid in corso di sviluppo; essa consiste nel realizzare un'infrastruttura di comunicazione in grado di connettere i nodi della rete elettrica di distribuzione al sistema centrale di telecontrollo in modalità always-on e con una banda tale da garantire il corretto funzionamento dei nuovi protocolli di comunicazione. Negli scorsi anni sono state testate diverse tecnologie e architetture nell'ambito di alcuni progetti (ad es. Progetto Isernia, Grid4EU), mentre nel 2016 è proseguita l'attività nell'ambito di alcuni progetti finanziati Smart Grids e Smart Cities (L'Aquila Smart City, Puglia Active Network, etc.) e su installazioni pilota per il test di nuove automazioni per la selezione e rialimentazione dei tronchi guasti sulla rete MT.

Electrical Storage Systems (ESS)

Negli anni scorsi sono stati installati e testati dei dispositivi di accumulo di tipo elettrochimico ESS (Electrical Storage System), finanziati nell'ambito di alcuni progetti (Cabina Primaria Campi Salentina – Puglia; C.P. Chiaravalle – Calabria, C.P. Dirillo – Sicilia, C.P. Carpinone – Molise, Cabina Secondaria Smistamento Mercato Saraceno – Emilia Romagna). Si sono svolti inoltre svariati test su tali dispositivi sia per applicazioni lungo la rete MT, sia per applicazioni in Cabina Primaria. Nel corso del 2016 si è proceduto al monitoraggio dei dispositivi ESS durante il loro esercizio con l'obiettivo di verificarne l'efficacia e l'affidabilità nel tempo.

Enel Smart Info & MOME

Il dispositivo Enel Smart Info è stato sviluppato negli scorsi anni per consentire sia il monitoraggio dei consumi elettrici sia la possibile produzione di energia locale e conseguentemente di ottimizzare la propria domanda di energia elettrica, organizzando in maniera più efficiente l'utilizzo degli elettrodomestici e del sistema di illuminazione.

Oltre a tale dispositivo e-distribuzione ha sviluppato, nel 2016, anche il modulo "OEM" (Original Equipment Manufacturer), denominato MOME. Quest'ultimo è un modulo hardware e firmware che realizza le stesse funzionalità dello Smart Info e che i System Integrator possono inserire nelle proprie apparecchiature per accedere ai dati di consumo raccolti dagli Smart Meter in bassa tensione (BT).

MOME è in grado di comunicare con lo Smart Meter, acquisendo i dati dal contatore e rendendoli disponibili alle applicazioni esterne; esso inoltre è in grado di aggiornare i dati provenienti dallo Smart Meter con una frequenza

media di 15 minuti (la frequenza di aggiornamento è comunque soggetta alle specifiche condizioni di trasmissione dei dati sulla rete Powerline (PLC) ed è gestita dal Sistema di Telegestione di e-distribuzione).

Nell'ambito degli impegni assunti da e-distribuzione a seguito del procedimento A486 della Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato è garantita nei confronti di terze parti che ne facciano richiesta la vendita dei dispositivi Smart Info e MOME (e il relativo supporto tecnico-gestionale) ad un prezzo che riflette esclusivamente il costo sostenuto per la relativa produzione.

Progetto FormulaE

Nel corso del 2016 Enel e FIA-FormulaE hanno siglato un accordo di partnership mediante il quale il gruppo Enel intende promuovere lo sviluppo delle tecnologie di rete a supporto della competizione automobilistica che riguarda i veicoli elettrici. L'intesa vede Enel mettere a disposizione le proprie conoscenze per aumentare la digitalizzazione della infrastruttura di Energy management e fornire energia mediante le tecnologie di generazione da rinnovabili. Ciò con l'obiettivo di ottimizzare la generazione di energia verde, la distribuzione e l'energy management e conseguentemente realizzare eventi agonistici il più possibile carbon neutral.

Nell'ambito di questo accordo e-distribuzione ha contribuito nel 2016 alla realizzazione della smart grid attivando durante le gare una soluzione di monitoraggio energetico degli eventi, grazie all'installazione di device di monitoraggio in campo e raccolta dati in cloud tramite il sistema di Energy Management (EMS).

REPLICATE

Nell'ambito del bando SCC1 2015 *Smart Cities and Communities – Lighthouse project 2015* del programma europeo Horizon 2020, e-distribuzione si è aggiudicata il finanziamento europeo per lo sviluppo del progetto REPLICATE (REnaissance of PLaces with Innovative Citizenship And Technology), in collaborazione con un consorzio europeo di 36 partner italiani e stranieri (municipalità, industrie, PMI, Università ed Enti di ricerca) costituito dalle tre città di San Sebastian (coordinatore), Firenze e Bristol, nelle quali verranno implementati i dimostrativi di progetto. Nello specifico il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 2,24 milioni di euro di cui 0,94 milioni di euro sono finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Il suddetto progetto è iniziato a febbraio 2016 e durerà 5 anni con l'obiettivo di sviluppare e validare un modello di business sostenibile per supportare le città nel percorso di trasformazione verso una smart city.

In particolare e-distribuzione supporterà la città di Firenze nell'implementazione del suddetto modello nell'area pilota costituita da Novoli, Cascine e Le Piagge, attraverso le seguenti azioni:

- *Efficienza Energetica* – implementazione di sistemi per il controllo dei consumi energetici con possibilità di monitorare gli impatti delle misure in materia di efficienza energetica.
- *Infrastrutture integrate* - potenziamento della rete di distribuzione in ottica Smart Grids attraverso l'installazione di tecnologie innovative, sia sulla rete MT e BT che presso cabine Primarie e Secondarie, per permettere il controllo remoto e l'automazione della rete, aumentando la qualità del servizio e l'affidabilità/resilienza della rete anche in presenza di eventi imprevedibili quali le alluvioni.
- *Mobilità urbana sostenibile* - installazione di n. 4 infrastrutture di ricarica Fast Recharge Plus, che consentiranno di effettuare la ricarica veloce, in corrente alternata a 22-43 kW e continua a 50 kW, dei veicoli elettrici dedicati alla flotta dei taxi di Firenze. Il processo di ricarica sarà gestito da remoto attraverso il sistema di "Electric Mobility Management" (EMM).

Nel corso del 2016 è stata effettuata la pianificazione delle attività smart grid incluso l'approvvigionamento dei materiali e sono state avviate attività sulle cabine primarie e secondarie.

Progetto L'Aquila Smart City

A Dicembre 2013, e-distribuzione ha lanciato un altro importante progetto *Smart City* che amplia il ventaglio di collaborazioni, sui temi della sostenibilità ambientale, con le Municipalità italiane. Il progetto in corso di realizzazione nella città dell'Aquila, con scadenza prorogata dal Comune al 31 dicembre 2017, è finanziato dal Comune stesso tramite fondi assegnati dal Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) per la ricostruzione a seguito del sisma del 2009 e mira a creare il tessuto tecnologico/infrastrutturale di base per lo sviluppo del capoluogo abruzzese in ottica Smart City. Nello specifico il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 16,24 milioni di euro interamente finanziati dal Ministero per la Coesione Territoriale (Delibera CIPE n.135/2013). Gli interventi previsti riguardano:

- il potenziamento dell'attuale infrastruttura di distribuzione dell'energia elettrica con tecnologie "*Smart Grids*", per l'integrazione degli impianti a fonte energetica rinnovabile (FER) e l'abilitazione di servizi innovativi ai cittadini e alla Pubblica Amministrazione;
- lo sviluppo di una rete di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici diffusa sul territorio.

Dal 2015 sono in corso le attività di costruzione sul campo della piattaforma di comunicazione a banda larga con tecnologia LTE e di adeguamento in ottica smart grids degli impianti MT/BT di e-distribuzione. Nel corso del 2016 sono proseguite le attività di intervento sulle cabine secondarie e di posa delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici.

Puglia Active Network (PAN)

Il progetto Puglia Active Network, co-finanziato dalla Commissione Europea mediante il programma NER300 consiste nella realizzazione di un dimostrativo su larga scala di interventi e tecnologie innovative *Smart Grids*. Nello specifico il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 170 milioni di euro di cui 85 milioni di euro sono finanziati a fondo perduto.

Il Progetto mette insieme tutte le esperienze finora scaturite dal progetto pilota "Isernia" (Deliberazione n. 39/10), dai POI Energie Rinnovabili e dal progetto europeo Grid4EU, permettendone il passaggio dalla fase pilota alla fase dimostrativa su scala regionale.

Il progetto avrà una durata di 9 anni (2014-2023), che in base al meccanismo NER saranno divisi in un primo periodo di realizzazione vera e propria di cinque anni detto "*construction period*" (2014-2018) ed un successivo periodo di esercizio (2018-2023) in cui saranno raccolti i risultati da presentare alla Commissione Europea per il riconoscimento del finanziamento.

La proposta prevede l'implementazione di una serie di tecnologie "*smart grid*" in aree rurali della Regione Puglia e, in particolare:

- Gestione "attiva" della rete MT sottesa a circa 200 tra Cabine Primarie e Centri Satellite, con possibilità di abilitazione al controllo da remoto della Generazione Distribuita connessa;
- Comunicazione a banda larga per la connessione di generatori, clienti e cabine secondarie (oltre 8.000 montanti) sulla rete MT;
- Sistema di ricarica per veicoli elettrici con 74 punti di ricarica.

Nel corso del 2016 si è proseguito con l'esecuzione degli interventi previsti sulla rete.

Progetto Energy Storage su rete MT

Oltre all'Electric Energy Storage System (EESS) già installato presso la sede della Zona di Isernia (progetto Delibera AEEGSI n.39/10), e-distribuzione ha condotto un progetto più ampio di sperimentazione che prevede il test in campo di EESS installati presso n. 3 Cabine Primarie critiche dal punto di vista dell'energia prodotta dalla generazione distribuita rispetto al carico passivo.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 si sono concluse positivamente le attività di installazione e di commissioning di 3 EESS nelle regioni Puglia (Cabina Primaria “Campi Salentina”), Calabria (Cabina Primaria “Chiaravalle”) e Sicilia (Cabina Primaria “Dirillo”). In particolare nel 2016 per lo Storage installato in Sicilia (Cabina Primaria “Dirillo”) è stata testata la funzione di contenimento di risalita. Gli EESS, che utilizzano batterie agli ioni di litio, sono utilizzati per sfruttare al meglio la produzione da fonti rinnovabili ed evitare i problemi che questa produce sulle reti di distribuzione.

Il progetto è finanziato dal Programma Operativo Interregionale Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico (POI-FESR 2007-2013) promosso dal Ministero dello Sviluppo Economico, dal Ministero dell’Ambiente e dalle Regioni. Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 7,85 milioni di euro interamente finanziati a fondo perduto (Decreto MiSE del 26/07/2012).

Progetto Flexiciency

Il progetto Flexiciency, partito a Febbraio 2015 e della durata di 4 anni, vede la partecipazione di quattro tra i principali distributori di energia elettrica in Europa dotati di un sistema di smart metering (e-distribuzione in Italia, ENEDIS in Francia, Endesa in Spagna e Vattenfall in Svezia), in collaborazione con venditori di energia elettrica, aggregatori, istituti di ricerca e il coinvolgimento di migliaia di utenti finali. Attraverso 5 progetti dimostrativi su larga scala si punterà a dimostrare come la disponibilità dei dati del contatore, resi accessibili dal distributore, possa facilitare la messa a punto di servizi innovativi al cliente finale (quali servizi per il monitoraggio avanzato e il controllo dei propri consumi, sino ad arrivare a servizi di flessibilità), creando nuove opportunità nel mercato dell'energia. Lo sviluppo di un ambiente virtuale per lo scambio B2B di dati e servizi a livello europeo (EU Market Place), contribuirà ad accelerare la messa a punto di nuovi servizi in Europa.

Il dimostrativo italiano vedrà in particolare la partecipazione di e-distribuzione, Enel Energia e Siemens Italia, con il coinvolgimento di 5.000 utenti finali, ai quali saranno forniti servizi di monitoraggio e controllo locale dei carichi per 500 di questi. Un quinto dimostrativo, guidato dal retailer austriaco Verbund, in assenza di sistemi di smart metering, consentirà di coprire condizioni regolatorie e di mercato molto diverse tra loro. Nel 2016, è stata completata la definizione di dettaglio dei servizi oggetto delle attività dimostrative e relative specifiche e KPI. Sono stati inoltre avviati gli sviluppi delle funzionalità del Market Place e delle piattaforme per la fornitura di servizi avanzati nei cinque dimostrativi.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 2,75 milioni di euro di cui 1,92 milioni di euro finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Nel 2016 si sono svolte le attività di stesura dei requisiti e redazione delle specifiche tecniche, nonché delle procedure di approvvigionamento e gli aggiornamenti dei sistemi, ovvero attività propedeutiche alle attività dimostrative previste nel 2016

Smart Metering Multiservizio

Il 4 luglio 2014, l’Autorità per l’Energia, il Gas e il Sistema Idrico ha selezionato il progetto U.N.I.Co. (*Urban Network Integrated Communication*) che interessa il Comune di Bari, quale progetto pilota per la realizzazione di un sistema integrato di Telegestione Multiservizi Promosso da parte di AMGAS, e-distribuzione, Acquedotto Pugliese e Comune di Bari.

Nella logica “Smart City”, il Progetto prevede l’implementazione di un sistema di telelettura e telegestione multiservizio, basato su un’infrastruttura di comunicazione condivisa, di circa 10.000 contatori di gas naturale e di acqua congiuntamente ad altri servizi di pubblica utilità, quali calore, illuminazione pubblica e gestione energetica.

e-distribuzione è il partner tecnologico di questo importante progetto di innovazione installando nelle proprie cabine elettriche concentratori multiservizio, in grado di teleleggere e telegestire i contatori del gas, dell’acqua e di altri servizi utilizzando la frequenza radio 169MHz.

Il costo totale del progetto di Bari, che si concluderà il 31 luglio 2018, è di oltre 2.6 milioni di euro, finanziati dall'AEEGSI, di cui 440 migliaia di euro per e-distribuzione.

Progetto evolvDSO

Iniziato a Settembre 2013, il progetto evolvDSO ha come obiettivo la definizione, lo sviluppo e la validazione di strumenti e metodologie finalizzate ad abilitare i nuovi ruoli del DSO. Attraverso l'analisi di scenari futuri caratterizzati da diverse condizioni di penetrazione della generazione distribuita, mix energetico, "status" e costi di tecnologia, previsione d'incremento/riduzione di domanda energetica, evolvDSO ha definito i nuovi ruoli che il distributore dovrà svolgere. Si è proceduto inoltre allo sviluppo e alla validazione dei nuovi strumenti e metodologie nell'ambito delle diverse aree di attività del DSO (Pianificazione, Esercizio, Manutenzione, Coordinamento DSO/TSO).

Nel corso del 2016, il progetto ha concluso l'analisi dell'impatto di 10 tool innovativi sviluppati sulla gestione ed esercizio della rete di distribuzione, fornendo indicazioni sulla loro replicabilità e scalabilità a livello europeo.

Partendo inoltre dal modello concettuale dei nuovi ruoli del distributore definito nel 2015, il Progetto ha analizzato la possibile applicazione dei futuri ruoli sulla base del contesto regolatorio e di mercato di 6 paesi europei (Belgio, Francia, Italia, Irlanda, Germania, Portogallo).

I risultati finali del progetto sono stati presentati durante l'evento finale, tenutosi il 6 Dicembre 2016.

Progetto SPEED

Finanziato nell'ambito del programma FP7 Project, il progetto Speed ha l'obiettivo di sviluppare e testare dei trasformatori detti allo stato solido, basati sull'elettronica di potenza e utilizzando dei convertitori in alta frequenza con tecnologia IGBT e MOSFET. Questo sistema, oltre a presentare delle perdite equivalenti o inferiori rispetto a trasformatori di tipo tradizionale, presenta un isolamento interno a secco anziché in olio. Inoltre, con riferimento alle problematiche relative alla generazione distribuita, il sistema potenzialmente presenta anche i seguenti vantaggi: impiego in presenza di Storage, regolazione modulata della tensione di uscita, sostituzione dei singoli moduli in caso di guasto etc.

Il ruolo di e-distribuzione è mirato alla parte relativa ai trasformatori di tipo innovativo allo stato solido, in particolare alla definizione delle specifiche tecniche dal punto di vista dell'utilizzatore e, una volta verificato il corretto funzionamento, all'installazione di uno di questi "trasformatori" sulla rete elettrica gestita da e-distribuzione per validarne il funzionamento.

Nel corso del 2016 è iniziata la definizione dell'impianto per la sperimentazione sia del prototipo (presso DTR-Lombardia), sia delle metodologie di collegamento che del monitoraggio in impianto.

Progetto Ingrid

INGRID è un progetto europeo finanziato dal bando FP7. Il progetto, iniziato l'01 luglio 2012 e con scadenza originaria 30 giugno 2016, prorogata al 31 marzo 2017, è finalizzato a promuovere l'idrogeno "verde" sia per lo storage elettrico sia come vettore energetico per impieghi off-grid. L'idrogeno, prodotto mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando i superi di energia elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili non programmabili disponibili sulla rete di distribuzione, è stoccato in forma solida (di idruro di magnesio). Parte dell'idrogeno è destinato alla produzione, mediante una cella a combustibile, di elettricità che è re-immessa in rete, il resto è disponibile per altri usi. Il previsto impianto dimostrativo è stato realizzato a Troia (FG) e sono in corso le regolazioni finali e le prove di funzionamento.

La partecipazione di e-distribuzione al progetto ha riguardato lo sviluppo e l'installazione di un sistema di comunicazione con il dimostratore INGRID in modo da poter sperimentare processi cooperativi nel campo dei servizi ancillari di rete anche in relazione alla presenza di infrastrutture per la mobilità elettrica (in prossimità dell'impianto è stata installata una stazione di ricarica EV). Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 862 migliaia di euro, di cui 463 migliaia di euro finanziati dalla Commissione Europea.

MOBILITA' ELETTRICA

Nel 2016 è proseguito in Italia l'impegno di e-distribuzione S.p.A. per la realizzazione e promozione di infrastrutture di ricarica e l'ideazione di servizi a supporto dello sviluppo della mobilità elettrica. Ad oggi sono circa 2.800 le infrastrutture di ricarica installate nel territorio italiano sia in ambito pubblico che privato.

Le nuove tecnologie alla base della mobilità elettrica, permetteranno di diffondere l'uso dei veicoli elettrici e consentiranno una riduzione significativa delle emissioni nonché un miglioramento della qualità della vita, in particolar modo in città.

Il 2016 ha consentito di consolidare la promozione dell'infrastruttura *Fast Recharge Plus* tramite la certificazione e il lancio sul mercato della seconda generazione in grado di ricaricare 2 auto contemporaneamente sia in corrente continua che alternata, rispettivamente a 50 kW, 22 kW o 43 kW.

Allo stesso tempo sono state certificate e inserite nel piano di lancio sul mercato anche le box station AC da 22kW, nonché pianificata l'attività per la progettazione delle Pole e Box station AC di 4° generazione. Queste nuove stazioni di ricarica costituiscono un ampliamento della gamma prodotti e di nuove funzionalità per i clienti. Nel secondo semestre del 2016 sono stati definiti i requisiti della nuova stazione V2G che da piano vedrà la luce nel 2017 e consentirà di aprire un tavolo tecnico istituzionale in grado di abilitare in Italia nuovi modelli di business per le società del Gruppo Enel sul mercato (alla stregua di quanto già accade con la versione prototipale attuale di stazione V2G nei paesi all'estero dove le condizioni regolatorie consentono l'applicazione di tali modelli di business).

Grazie al progetto europeo EVA+ è stata definita la pianificazione per l'implementazione sulle autostrade italiane di 180 stazioni di ricarica *Fast Recharge Plus* il cui piano attuativo partirà nell'ultimo trimestre del 2017.

Le infrastrutture di ricarica sono state incrementate presso le Zone e le Unità Operative di e-distribuzione per agevolare gli spostamenti del personale, nell'attesa che nel 2017 venga lanciata la seconda gara di approvigionamenti di veicoli elettrici, che richiederà un'ulteriore fornitura di stazioni di ricarica presso le suddette sedi e-distribuzione.

Car Sharing

Dalla collaborazione con Car2Go, società che si occupa di sharing pubblico, e-distribuzione ha condotto un test di ricarica in Spagna per un servizio di ricarica di automobili *Smart* elettriche.

Il buon esito dell'operazione ha portato e-distribuzione nel giugno 2016 a formalizzare il contratto di fornitura del sistema (EMM + box station AC 22kW). In questo progetto che vede 500 auto elettriche nel servizio di sharing, e-distribuzione garantisce la ricarica e la relativa gestione h24 tramite il centro di controllo EMM e 39 box station AC 22kW.

Nel 2016 sono stati inoltre aggiornati i requisiti del progetto di car sharing elettrico aziendale, da attivare in Enel nel 2017 inizialmente presso le sedi di Roma e Milano.

Progetti di Ricerca e Sviluppo

Per quanto riguarda i progetti europei per lo sviluppo della mobilità elettrica, nel corso del 2016 sono stati portati a termine i progetti *MOBINcity*, *PlanGridEV* e *FreeMoby*.

MOBINcity, in partnership con l'Università La Sapienza, ha sviluppato algoritmi di ottimizzazione dei processi di ricarica in sinergia con i requisiti emersi in *Green eMotion* con l'obiettivo di ridurre il Time To Market dei servizi Smart Charging forniti dall'infrastruttura di e-distribuzione S.p.A.

Le funzionalità sviluppate andranno a potenziare il sistema EMM per il controllo centralizzato dell'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici e ad ampliare l'offerta di servizi a valore aggiunto per il cliente finale.

Nel progetto *PlanGridEV*, finanziato nell'ambito del Settimo Programma Quadro della Commissione Europea, sono stati sviluppati nuovi metodi e strumenti di pianificazione della rete per favorire l'integrazione dei veicoli elettrici, massimizzando al tempo stesso l'integrazione della generazione distribuita.

Nel progetto europeo di ricerca *FreeMoby* infine, finanziato nell'ambito del Settimo Programma Quadro della Comunità Europea, è stato individuato l'obiettivo di studiare l'integrazione della ricarica EV in casa nella strategia di ottimizzazione dei consumi elettrici.

ALTRE INIZIATIVE

Multiservizio

Nel corso del 2016 è proseguito l'impegno di e-distribuzione S.p.A. per lo sviluppo e l'implementazione di una soluzione che, avvalendosi dell'asset elettrico capillarmente presente nel territorio nazionale, consenta la telelettura e la telegestione di apparati di misura del gas, dell'acqua e di altri servizi diversi da quello elettrico, e di raccogliere e gestire i dati di sensori ed altri apparati presenti in campo. Dato che l'attuale quadro regolatorio non prevede la fornitura da parte del distributore del servizio elettrico di questi servizi, le attività si sono svolte nell'ambito di progetti sperimentali approvati e finanziati dalla stessa AEEGSI, o in collaborazione con distributori multiservizio, titolari di concessione per il servizio elettrico e per quello gas.

I progetti principali in corso sono:

- Il Progetto UNICo (Urban Network for Integrated Communication), avviato nel 2014 insieme con Rete Gas Bari, Acquedotto Pugliese e Comune di Bari e finanziato dall'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), nell'ambito di un bando per la realizzazione di impianti di telegestione multiservizio ad alta innovazione tecnologica. Questo progetto, in ottica Smart City, ha previsto la realizzazione di un vero e proprio sistema integrato di telegestione: misuratori di gas naturale e di acqua, sensori di pressione della rete idrica, contestualmente ad altri servizi di pubblica utilità, quali calore, illuminazione pubblica e gestione energetica. Il progetto ha previsto anche un portale web, la cui attivazione è attesa nel 2017 consentirà ai clienti coinvolti nel progetto di accedere direttamente (tramite computer, tablet e smartphone) alla visualizzazione delle letture dei propri contatori ed ai consumi storici di gas ed acqua. La sperimentazione del progetto riguarda oltre 10.000 punti tele gestiti da una infrastruttura composta da circa 230 concentratori e viene effettuata su quattro differenti aree territoriali, ricadenti nel Comune di Bari. Il 31 luglio 2016 è stato completato il roll-out secondo le scadenze indicate dalla AEEGSI; l'esercizio è previsto fino alla prima metà del 2018;
- Il Progetto Multiservizio per contatori elettrici e del gas, è stato avviato con Dolomiti Energia nel mese di aprile 2016 ed è della durata prevista di un anno. Dolomiti Energia è un operatore multiutility del Trentino che si avvale da anni degli apparati per la telegestione elettrica forniti da e-distribuzione e che ha richiesto il supporto tecnologico, la fornitura di apparati aggiuntivi e la licenza per utilizzare la stessa infrastruttura anche per la telegestione del gas. La finalità principale del progetto è quella di riscontrare in campo l'effettiva conservazione delle prestazioni di sistema, estendendo la tele gestione anche al comparto gas. Alla fine del 2016 erano stati installati circa 3000 apparati del gas telegestiti in due Comuni del Trentino che utilizzano la stessa infrastruttura dei contatori elettrici compresenti nel territorio. I primi risultati stanno confermando positivamente il mantenimento delle performance anche attraverso l'utilizzo di una infrastruttura unica per i servizi elettrico e gas.

C3 Revenue Protection

Nel corso del 2016 sono proseguite le attività per il miglioramento della soluzione di Revenue Protection, utilizzata nell'ambito del processo di mira sui complessi di misura, sia in termini di funzionalità utente che di algoritmo di

machine learning. Al fine di migliorare la capacità del modello nell'ordinare le forniture a seconda della probabilità di anomalia/frode, sono state studiate nuove variabili, implementate ed usate nella fase di apprendimento dai risultati storici delle ispezioni, facendo registrare un progressivo incremento nella resa media per verifica eseguita.

Telegestione Illuminazione Pubblica

Negli scorsi anni e-distribuzione ed Enel Sole avevano avviato lo sviluppo di sistemi di telegestione degli impianti di illuminazione pubblica e di sistemi a valore aggiunto integrabili con gli impianti di illuminazione progettando un nuovo sistema AAC: "Archilede Active Control". Questo sistema è basato sulla stessa architettura del Telegestore: una rete di nodi PLC distribuita e comunicante con un concentratore dati installato nel quadro elettrico che è connesso via GPRS con il sistema centrale di controllo. Archilede Active Control di proprietà intellettuale di Enel, è in grado di gestire, attraverso comunicazioni PLC, i dati operativi di ogni singolo punto luce, i suoi profili di illuminazione, i consumi energetici e tutte le misure elettriche, la diagnostica e gli allarmi di malfunzionamento.

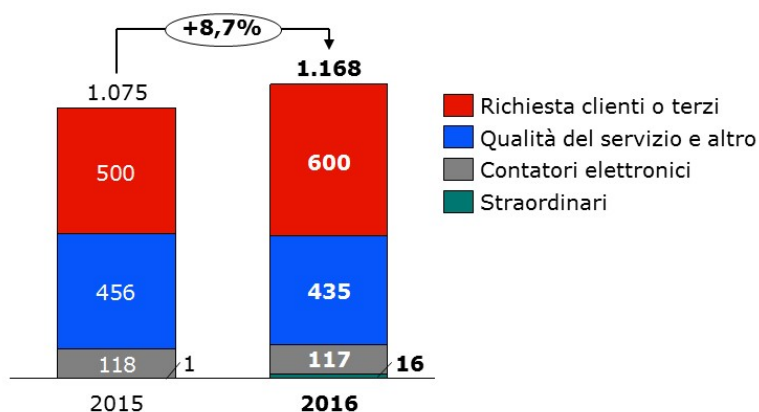
L'applicazione dell'AAC sia per il sistema di telegestione a Piacenza che per quello di telecontrollo ad Expo 2015 hanno dimostrato negli anni scorsi ottime performance, sulla stessa linea anche il superamento del collaudo nel Comune di Bologna. Successivamente è stata avviata la realizzazione di un campo simulato per l'illuminazione pubblica, all'interno del CESI a Milano e sono state sviluppate e rilasciate due release evolutive del sistema AAC, con funzionalità importanti per ottimizzare la gestione crescente dei volumi.

E' stata inoltre rilasciata un APP per smartphone Android, in dotazione alle squadre operative di e-distribuzione, in uso nelle fasi di installazione, manutenzione e configurazione degli apparati di campo.

Sono stati realizzati poi i prototipi di tre nuovi prodotti che abilitano l'integrazione con Servizi a Valore Aggiunto quali l'integrazione nella rete di pannelli a messaggio variabile. Nel corso del 2016 sono continuate le attività per il supporto in esercizio a Enel SOLE nei Comuni di Bologna e Piacenza, e sono stati realizzati studi di fattibilità per l'utilizzo del sistema in altri Paesi, in particolare Perù e Colombia.

Investimenti

Gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali realizzati nel corso del 2016 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi e alla qualità del servizio e agli adeguamenti alle prescrizioni e tecnologici.



Gli investimenti legati alla richiesta clienti e terzi risultano in riduzione di euro 21 milioni rispetto allo stesso periodo del 2015 in relazione al trend di contrazione registrato nelle richieste di adeguamento al carico e nelle connessioni clienti ed impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Tale effetto è stato in buona parte mitigato dall'incremento degli investimenti in connessione clienti in bassa e media tensione. Invece, sono in linea con l'esercizio precedente, gli investimenti in contatori elettronici (inclusi gli apparati di teletrasmissione). Al 31 dicembre 2016 risultano installati circa 35,7 milioni di contatori elettronici.

Gli investimenti in qualità del servizio ed adeguamenti risultano in aumento di euro 100 milioni rispetto al 2015. Gli investimenti in qualità sono finalizzati principalmente al miglioramento e quindi al mantenimento dei livelli di qualità raggiunti, in coerenza con gli indirizzi dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico che prevedono il riconoscimento di premi a fronte di miglioramenti conseguiti ovvero di penali in caso di mancato rispetto degli obiettivi minimi. Gli investimenti in qualità sono perfezionati attuando una politica selettiva degli interventi, basata su principi di *risk-based asset management* e sulla valutazione economica dei costi rispetto ai benefici attesi in termini di continuità del servizio.

Gli investimenti in adeguamenti sono volti alla ricostruzione delle parti di impianto soggette a guasti, al contenimento dell'impatto ambientale ed all'implementazione di soluzioni innovative nella costruzione dei nuovi impianti finalizzate al miglioramento dell'efficienza operativa.

Negli investimenti in adeguamento si rileva un incremento in relazione all'avvio del progetto Puglia Active Network finalizzato al miglioramento delle performance della rete elettrica e l'abilitazione ad una gestione innovativa della rete attiva.

Gli investimenti straordinari si riferiscono essenzialmente all'acquisizione da Unareti S.p.A. del ramo d'azienda di distribuzione relativo a 18 Comuni dell'hinterland milanese, in cui e-distribuzione risultava titolare di concessione ministeriale, e gestiti in compresenza territoriale con Unareti, e all'acquisizione di impianti in seguito al Progetto di Sviluppo della Regione Campania.

Politica ambientale

Nel 2016 e-distribuzione S.p.A. ha mantenuto attiva la certificazione del Sistema di Gestione Integrato per l'Ambiente, la Qualità, la Sicurezza e la Salute sul Lavoro e l'Energia, in conformità agli standard di riferimento (UNI EN ISO 14001, UNI EN ISO 9001, OHSAS 18001 e UNI CEI EN ISO 50001).

Le visite ispettive effettuate nel 2016 dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alla norma ISO 14001 del SGI, si sono concluse con esito positivo, riportando nessuna Non Conformità.

Il Sistema di Gestione garantisce, tra l'altro, il continuo controllo di tutti gli aspetti ambientali significativi connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica ed è applicato su tutto il territorio nazionale includendo sia l'organizzazione, costituita dalla Sede Centrale e da 11 Distribuzioni Territoriali di Rete (DTR), sia gli impianti, costituiti da oltre 1 milione di km di elettrodotti e da più di 400.000 cabine di trasformazione.

Coerentemente con ciò la Società attua costantemente una Politica Integrata della Sicurezza e Salute sul Lavoro, dell'Ambiente della Qualità e dell'Energia.

e-distribuzione S.p.A., nel perseguire la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica, ottimizzando la gestione delle reti, nonché assicurare l'efficienza dei sistemi di misura e garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico, ha individuato/analizzato e tiene aggiornate, attraverso la "Scheda di Valutazione degli Effetti Ambientali", le attività che possono avere influenza sull'ambiente e gli effetti ambientali che ne derivano.

Gli aspetti ambientali sono individuati esaminando, per ciascuna attività, le condizioni operative e le condizioni di emergenza (imprevisto o possibile situazione di incidente).

L'elenco degli effetti ambientali importanti, generati dalle attività, sono stati identificati, valutati (PSA 1.14 Identificazione, valutazione e registrazione degli effetti ambientali) e riportati nell' "Elenco degli Effetti Ambientali Importanti" (EAI) a cui fanno riferimento specifiche Istruzioni.

e-distribuzione gestisce le proprie attività secondo i seguenti principi:

- ricerca l'ottimizzazione economicamente sostenibile dei processi aziendali, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della sicurezza e salute dei lavoratori e della razionalizzazione dei consumi energetici;
- stabilisce e persegue obiettivi per il miglioramento delle prestazioni aziendali e a tal fine sviluppa e applica le migliori tecnologie disponibili;
- valuta costantemente i rischi per la salute e la sicurezza connessi ai processi lavorativi e adotta un approccio sistematico al fine di eliminare i rischi alla fonte o, quando ciò non è possibile, minimizzarli, avendo come fine il raggiungimento dell'obiettivo "Zero Infortuni";
- assicura l'utilizzo di attrezzature e strumenti nello svolgimento dell'attività lavorativa conformi ai requisiti di salute, sicurezza e qualità;
- valorizza e arricchisce il patrimonio di esperienze e conoscenze comuni attraverso la formazione continua del personale e la diffusione delle informazioni;
- adotta le azioni necessarie per il raggiungimento della piena soddisfazione dei clienti del servizio di distribuzione;
- promuove ad ogni livello (personale, imprese appaltatrici, terzi) iniziative per accrescere la consapevolezza del rispetto per l'ambiente, la sicurezza, la salute sul lavoro e l'efficienza energetica;
- persegue iniziative per comunicare efficacemente con i clienti del servizio di distribuzione, i fornitori e il pubblico per rendere trasparente la politica e la gestione in materia di sicurezza, ambiente, qualità ed efficienza energetica;
- utilizza i migliori fornitori e sollecita il loro coinvolgimento nel raggiungimento degli obiettivi della Società;

- ottempera alle disposizioni delle norme tecniche e legislative applicabili;
- collabora con le autorità e con gli organismi qualificati per favorire interventi di tutela dell'ambiente e di prevenzione e protezione in materia di sicurezza e salute dei lavoratori;
- verifica periodicamente i principi della politica e la gestione dei processi della Società, in coerenza con gli obiettivi strategici e gli indirizzi del Gruppo.

In coerenza con i principi e gli obiettivi strategici, nel corso del 2016 sono proseguite le azioni volte al contenimento dell'impatto sull'ambiente delle reti elettriche attraverso:

- studi accurati dei tracciati delle linee elettriche;
- soluzioni tecnologiche innovative nella costruzione dei nuovi impianti;
- utilizzo esclusivo della soluzione in cavo per la costruzione delle linee di bassa tensione ed estensione dell'impiego del cavo per le linee di media tensione;
- specifiche di approvvigionamento orientate ad apparecchiature isolate in SF6 sigillate o con tasso di perdita controllato e attenzione al recupero/riciclo del gas con di interventi formativi specifici rivolti al personale che effettua attività sulle apparecchiature che contengono gas SF6 mirati a ridurre al minimo le emissioni durante la messa in servizio, la revisione, il funzionamento ed il trattamento di fine vita delle stesse;
- eliminazione progressiva delle apparecchiature in olio contaminato da PCB, in anticipo rispetto alle scadenze previste dalla legislazione;
- attenta gestione dei rifiuti attraverso l'implementazione di supporti informatici, l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e l'impegno al recupero;
- monitoraggio della performance ambientale attraverso la misura dei principali indicatori quali % rifiuti recuperati, dismissione TR con PCB, perdite ed emissioni di SF6, Bonifiche e Biodiversità;
- attuazione, in collaborazione con le amministrazioni competenti e di controllo, dei decreti ministeriali 29 maggio 2008 relativi alla determinazione delle fasce di rispetto e alla misura e valutazione dell'induzione magnetica degli elettrodotti;
- controllo delle eventuali situazioni di interferenza degli elettrodotti con riferimento ai campi elettrici e magnetici di cui alla Legge 36/2001 e DPCM 8 luglio 2003;
- continuo monitoraggio delle criticità ambientali ed effettuazione delle visite di sorveglianza su tutto il territorio;
- attività di bonifica e ripristino ambientale a seguito di incidenti che coinvolgono impianti avvalendosi di imprese appaltatrici specializzate in tale ambito con adeguata qualificazione;
- progetti e accordi con enti locali e organismi nazionali sulla biodiversità che prevedono azioni di stabilizzazione, ripopolamento e monitoraggio di specie animali minacciate.

Inoltre al fine di individuare costantemente ulteriori aree di miglioramento in linea con gli indirizzi aziendali, e-distribuzione S.p.A. ha continuato anche nel 2016 un'iniziativa specifica denominata "Progetto ambiente", che ha previsto attività di sensibilizzazione e formazione tecnico-operativa, rivolte anche alle imprese appaltatrici. L'iniziativa ha premesso di valutare parametri come percezione, conoscenza e comportamenti, su singoli temi ambientali, per indirizzare e favorire una consapevole diffusione della "conoscenza ambientale" all'interno dell'azienda.

Per quanto attiene alcuni risultati numerici delle performance ambientali di e-distribuzione S.p.A., si evidenzia che la percentuale di recupero relativa ai rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti nel 2016 direttamente da e-distribuzione S.p.A. si conferma a circa il 65%, mentre la percentuale di trasformatori in olio con PCB in servizio è meno dello 0,35% di quelli installati.

Risparmio energetico negli usi finali

Insieme alla sicurezza degli approvvigionamenti e alla riduzione delle emissioni climalteranti, l'efficienza energetica rappresenta oggi in Italia una priorità della strategia energetica nazionale. Anche la nuova direttiva europea sull'efficienza energetica conferma che essa è un elemento imprescindibile per raggiungere gli obiettivi fissati dal Pacchetto Clima Energia per tutta l'Unione Europea.

Strumento cardine per il perseguimento di questi obiettivi in Italia sono i certificati bianchi (c.d. TEE o certificati bianchi). Ai sensi del decreto Bersani n.79/99, le imprese distributrici hanno l'obbligo di raggiungere obiettivi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia. A tal fine è stato istituito, a partire dal 2005, un sistema regolatorio che ha posto in capo ai distributori l'obbligo di conseguire obiettivi di efficienza e di risparmio energetico, raggiungendo entro il 2012 un risparmio nazionale annuo cumulato di 6 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) (D.M. 20/07/2004 e D.M. 21/12/2007), da conseguire con riduzioni di energia primaria negli usi finali. Con decreto del 28 dicembre 2012 sono stati fissati gli obiettivi dal 2013 al 2016, sempre più ambiziosi e sfidanti. La nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), pubblicata nel 2013, ha confermato, infine, l'importanza strategica dell'utilizzo dei Certificati Bianchi come strumenti incentivanti cardine per la promozione dell'efficienza energetica in Italia.

Il meccanismo costituito si basa sull'acquisizione da parte dei distributori di "Titoli Efficienza Energetica": un TEE è un certificato che attesta il conseguimento di un risparmio energetico pari a 1 TEP. I TEE sono emessi dal Gestore dei Servizi Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati a valle di una certificazione da parte del Gestore dei risparmi conseguiti.

Per adempiere agli obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i Distributori possono:

- attuare i progetti direttamente oppure tramite società controllate;
- acquistare i TEE da soggetti terzi: la compravendita può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito e regolato dal Gestore dei Mercati Energetici. I soggetti volontari che possono accedere al meccanismo dei TEE sono:
 - ✓ Energy Service Company (ESCO);
 - ✓ soggetti con obbligo di nomina dell'Energy Manager ai sensi dell'art. 19 comma 1 legge n. 10/91;
 - ✓ società che provvedano alla nomina dell'Energy Manager su base volontaria o si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001;
 - ✓ imprese distributrici con un numero di clienti finali inferiore a 50.000.

Entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori obbligati devono dimostrare di aver conseguito il loro obiettivo specifico annuale, nella misura minima del 60% (il D.M. 28/12/2012 stabilisce questa soglia minima a partire dall'anno d'obbligo 2015, e quindi valevole anche per l'anno d'obbligo 2016, mentre per gli anni d'obbligo 2013 e 2014 la soglia minima è stata del 50%), consegnando al Gestore dei Servizi Energetici Titoli di Efficienza Energetica equivalenti a tale obiettivo.

A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario. Con Deliberazione n. 13/14 l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha stabilito un nuovo algoritmo per la determinazione del contributo tariffario correlandolo al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 Giugno di ogni anno, verrà definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato (t+1), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo è impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE. Il valore del contributo tariffario a preventivo per l'obbligo 2016 è stato fissato a 118,37 euro/TEE.

Applicando la formula del contributo definitivo utilizzando il prezzo medio degli scambi intervenuti sul mercato nel periodo intercorso tra giugno e dicembre 2016 (parte dell'anno d'obbligo 2016 che si concluderà a maggio 2017), il risultato sarebbe un contributo definitivo provvisorio pari a 165,00 €/TEE. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2017), per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2017.

e-distribuzione S.p.A., ricoprendo circa l'85% dell'obbligo nazionale per il settore elettrico e circa la metà dell'obbligo complessivo nazionale, svolge un ruolo di primo piano nel mercato dei Titoli di Efficienza Energetica.

e-distribuzione S.p.A. ha consegnato all'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico i Titoli di Efficienza Energetica necessari al conseguimento del 100% del suo obbligo per gli anni dal 2005 al 2012.

A maggio 2016 e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 3.349.176 Titoli di Efficienza Energetica, conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2015 e coprendo per l'84% l'inadempienza del 2014.

Al 31 dicembre 2016 la società ha provveduto ad acquistare (da giugno 2016 a dicembre 2016) ulteriori 1,7 milioni di titoli, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2017, almeno il 60% dell'obbligo 2016, (pari a 2,2 milioni di titoli, parte del residuo dell'obbligo 2015, oltre alla quota restante dell'obbligo 2014).

Nel corso del 2016, con l'obiettivo di riuscire ad adempiere al maggior obbligo attribuitogli (4,5 milioni di TEE, con un incremento del 23% rispetto all'obbligo 2015) e-distribuzione S.p.A. ha cercato di diversificare la gamma delle offerte contrattuali, oltre a continuare a supportare importanti partner del settore industriale e terziario per la predisposizione di richieste per la certificazione dei TEE e per la valutazione degli interventi, interfacciandosi direttamente con il Gestore dei Servizi Energetici, ente preposto alla valutazione dei progetti di risparmio energetico.

Sono in corso di elaborazione sia il nuovo Decreto Ministeriale che stabilirà i nuovi obiettivi d'obbligo per gli anni dal 2017 al 2020, che le nuove Linee Guida per l'approvazione dei nuovi progetti di Efficienza energetica. L'emissione di tali documenti dovrà avvenire prima del 31 maggio 2017: il loro contenuto, che dovrebbe modificare le modalità di valutazione dei progetti incentivabili attraverso i TEE, porterà ad una necessaria modifica dei flussi di TEE e conseguentemente anche dei loro prezzi.

Risorse umane

Organizzazione

Al 31 dicembre 2016 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 385 del 19/07/2016 e si compone di:

- Unità Tecniche Centrali: Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione; Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità; Sviluppo Rete; Tecnologie di Rete;
- Unità di staff: Amministrazione; Pianificazione e Controllo; Personale ed Organizzazione; Affari Legali e Societari;
- Unità territoriali: Macro Area Nord; Macro Area Centro; Macro Area Sud, articolate in 11 Unità di Distribuzione Territoriale, 77 Zone e 297 Unità Operative Rete;
- Progetto “Contatore Elettronico di nuova generazione e attività connesse alla messa a disposizione delle infrastrutture di Rete per la posa di fibra ottica”.

Tutte le suddette unità riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato di e-distribuzione S.p.A.

Le principali modifiche intervenute nel corso dell'anno sono qui di seguito richiamate e riguardano:

- la modifica della denominazione da “Enel Distribuzione” ad “e-distribuzione”, al fine di adempiere agli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione tra la società di distribuzione e le società di vendita che operano all'interno di un medesimo gruppo, così come previsto dalla delibera 296/2015/R/COM dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico;
- l'aggregazione delle unità “Macro Area Nord Ovest” e “Macro Area Nord Est” e ridenominazione della nuova unità in “Macro Area Nord”, realizzando una ottimizzazione organizzativa e garantendo il perseguimento di più elevati livelli di eccellenza ed efficienza operativa in linea con gli obiettivi strategici dell'Azienda;
- l'introduzione del Progetto “Contatore Elettronico di nuova generazione ed attività connesse alla messa a disposizione delle infrastrutture di Rete per la posa di fibra ottica”, al fine di realizzare il piano di sostituzione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione ed abilitare lo sviluppo della rete in fibra ottica;
- l'accentramento delle attività fiscali nella competente unità Fiscale Italia dell'unità Amministrazione, Finanza e Controllo Italia, ricadenti nel perimetro organizzativo della Country Italia, con superamento dell'unità Fiscale di e-distribuzione;
- l'accentramento delle attività di contabilità generale (prima allocate nell'unità Amministrazione di e-distribuzione) nella competente unità Amministrazione Italia dell'unità Amministrazione, Finanza e Controllo Italia.

Inoltre, si ricorda che, “e-distribuzione” S.p.A., essendo parte di una Società verticalmente integrata (Enel Spa) ha adottato nel corso del 2009 le prescrizioni previste dalla “normativa unbundling”.

Consistenze

Come evidenziato nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2016 del personale di e-distribuzione S.p.A. è pari a 16.383 unità, con un decremento netto di 417 unità rispetto al 31 dicembre 2015 dovuto a 1.204 cessazioni (di cui 1.120 per effetto art.4) e alla mobilità in uscita (95) verso altre Società del Gruppo. Nel corso del 2016 assumono, inoltre, particolare rilievo l'inserimento di 138 impiegati, 473 operai e 140 operai in Apprendistato Scuola Lavoro (che rappresentano il secondo gruppo coinvolto in questa esperienza), oltre all'ingresso di 125 risorse come mobilità in ingresso da altre Società del Gruppo. Sempre durante l'anno il primo gruppo di operai in Apprendistato Scuola Lavoro (103), inseriti nel 2014, ha iniziato il percorso di apprendistato professionalizzante.

	Consistenza al 31 dicembre 2015	Assunzioni e reinserimenti (*)	Cessazioni	Mobilità infragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2016
Dirigenti	94	-	3	(3)	17	105
Quadri	1.071	1	54	(1)	43	1.060
Impiegati	8.764	142	723	32	(17)	8.198
Operai	6.871	614	424	2	(43)	7.020
TOTALE	16.800	757	1.204	30	-	16.383

(*) di cui 140 operai in Alternanza Scuola Lavoro

Sviluppo e Formazione

I principali driver che hanno guidato le attività di sviluppo e formazione delle risorse umane per l'anno 2016 sono stati:

- la diffusione della cultura Open Power all'interno dei processi operativi;
- la focalizzazione sulla centralità del cliente;
- il ricambio generazionale;
- il processo di re-branding.

Per tradurre l'approccio Open Power nel contesto Rete ed adottarlo come modello culturale di riferimento, è stata avviata nel 2016 un'iniziativa di formazione manageriale che proseguirà nel 2017 con il coinvolgimento di altri ruoli chiave.

In tema di formazione al ruolo, sono stati inoltre avviati percorsi di *change management* per Capi Unità Operativa e Capi Squadra, finalizzati a rafforzare la leadership in chiave Open Power e la cultura della sicurezza, con uno spazio dedicato ai temi del benessere organizzativo.

Riguardo a quest'ultimo punto è stata anche realizzata un'iniziativa di Team Coaching rivolta alle Unità di sede centrale.

La centralità del cliente è stata invece oggetto di un intervento formativo rivolto ai Capi Unità Gestione Connessioni di Zona, per sviluppare la sensibilità e le competenze di ruolo, volte a migliorare la soddisfazione dei clienti.

Nel 2016 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato nel 2014, attraverso l'inserimento di:

- 138 impiegati, di cui 73 laureati;
- 473 operai assunti con contratto di apprendistato professionalizzante;
- 140 studenti del 4° anno di istituti tecnici, che a settembre 2016 hanno iniziato un nuovo ciclo di Apprendistato Scuola Lavoro.

Sono stati quindi revisionati e avviati i relativi percorsi formativi.

Infine sono stati erogati a tutta la popolazione aziendale corsi di formazione/informazione online sul re-branding societario e sulla normativa Unbundling.

Anche nel 2016 sono state realizzate numerose altre iniziative, su tematiche tecniche e di safety, che hanno interessato le diverse realtà operative di e-distribuzione.

Relazioni industriali

Tra le numerose iniziative che hanno coinvolto nel 2016 le relazioni sindacali si sintetizzano quelle maggiormente rilevanti.

Nel mese di aprile 2016 è stato definito il piano di attuazione degli impegni di turn over del personale di cui al verbale di accordo sindacale 27 novembre 2015, per effetto del quale sono state previste assunzioni di operai e impiegati con contratto di apprendistato professionalizzante e in alternanza scuola-lavoro.

Con il verbale di accordo del 30 giugno si è portato a conclusione un percorso di interlocuzione con le organizzazioni sindacali nazionali su temi specifici di distribuzione. Più in particolare, è stato definito il profilo professionale e il percorso di carriera della nuova figura di operaio-tecnico (circa 800 operai coinvolti in fase di prima applicazione) e del personale delle unità Lavori Sotto Tensione MT (a regime, 11 unità LST in ambito Esercizio Rete di DTR). E' stato inoltre concordato un trattamento di trasferta unico per il personale inviato fuori regione per periodi prolungati nell'ambito di progetti di interesse nazionale (quali: Puglia Active Network NER 300, Manutenzione Sicilia, Manutenzione e Verifiche Campania). Contestualmente è stato aggiornato il valore del trattamento di trasferta per il personale della task force emergenza rete elettrica. E' stata infine prevista la possibilità di sperimentare in ambito regionale soluzioni operative per il rinforzo di reperibilità in caso di allerta meteo.

In occasione del rinnovo dell'accordo Enel sul premio di risultato per l'anno 2016 (accordo del 18 ottobre), si è provveduto a semplificare i meccanismi di assegnazione/consuntivazione degli obiettivi collettivi per il personale non dirigente di e-distribuzione ed è stata attribuita ai dipendenti la facoltà di scegliere se destinare a welfare aziendale, almeno in parte, gli importi erogati a titolo di premio di risultato.

Nel corso del 2016 si provveduto ad accompagnare, con incontri sindacali di informazione e condivisione degli obiettivi aziendali, l'attuazione dei principali progetti/processi di innovazione tecnologica e/o organizzativa. Si segnalano, in questo ambito, i progetti Puglia Active Network (NER300), Contatore Elettronico e Fibra Ottica e le iniziative di implementazione del Progetto Semplificazione (Operaio-Tecnico, Estensione verifiche operai, Contact Center Commerciale, Evoluzione del servizio segnalazione guasti - SSG, Competenze AT).

Si richiama, infine, l'attività svolta in sede di Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza Infrastrutture e Reti che, nel 2016, si è concretizzata in approfondimenti, pareri e proposte sui seguenti temi: task force emergenza rete elettrica; lavori sotto tensione MT; affidamento manovre per lavori MT e sicurezza lavori in appalto; controlli in linea e fuori linea e procedimenti disciplinari; formazione comportamenti sicuri; prevenzione infortuni stradali; reperibilità e riposi.

Sicurezza sul lavoro

Nell'ambito del piano delle iniziative volte al miglioramento continuo oltre alle attività di formazione previste e alle iniziative avviate d'intesa con Holding e la Global Business Line, e-distribuzione S.p.A. ha implementato precedenti progetti ed avviato nuove attività, come di seguito riportato.

Active Safety at Work (ASW)

Nell'ambito delle iniziative volte a incrementare la sicurezza dei lavoratori delle Unità Operative di e-distribuzione, a fine 2014 era stata avviata la fase di pre-esercizio del sistema denominato Active Safety at Work (ASW), preposto al monitoraggio attivo dell'utilizzo, durante le attività lavorative, dei dispositivi di protezione individuali e, nel corso del 2015, il sistema è stato diffuso in almeno una Zona per ciascuna DTR, arrivando ad un numero complessivo pari a 14, con estensione a circa 1.300 operatori.

Nel maggio 2016 è stato stipulato un nuovo contratto di fornitura dei tag prevedendo l'acquisizione di un totale di 30.600 tag ad alta performance (corrispondente a 2.500 kit completi di DPI) entro la fine dell'anno. Nel contratto si inserisce anche lo sviluppo della versione aggiornata dell'app per gli smartphone del personale tecnico-operativo, che prevede la compatibilità con tutte le versioni dell'OS Android dal 5 in poi, l'interfaccia grafica intuitiva, la compatibilità con tag anche della versione precedente (test di regressione), manutenzione ordinaria e straordinaria dell'app per un periodo pari ad un anno.

Si sta pianificando altresì per il 2017 la formazione per il territorio, da erogare ai 2.500 operatori cui saranno destinati i nuovi kit di DPI con i tag ad alta prestazione.

Formazione di apprendistato (Operaio 2.0)

E' proseguita nei 16 centri di addestramento di e-distribuzione l'attività di formazione degli oltre 1.600 apprendisti, variamente distribuiti sulle 11 DTR, assunti nel corso del 2014.

In ambito sicurezza, sono stati erogati i moduli formativi che riguardano gli argomenti del Preposto, del monoperatore e dell'alta tensione e quello relativo al ruolo del Preposto.

Il modulo sul Preposto è stato strutturato e ampliato per tener conto di uno sviluppo di competenze e consapevolezza del ruolo, facendo seguire alla fase d'aula (della durata di 24 h, ben oltre le 8 h richieste dall'Accordo Stato-Regioni), due fasi di affiancamento specifiche per i lavori sulla bassa tensione e per i lavori sulla media tensione. L'acquisizione dell'idoneità al ruolo è subordinata al completamento delle due fasi, ove l'apprendista viene chiamato in prima persona ad agire il ruolo, anche attraverso la compilazione dei documenti previsti (pre-job check, piano d'intervento, consegna impianti, ecc.) sotto la supervisione di un preposto esperto. Il percorso comprende anche l'esecuzione di cantieri didattici quale passaggio fondamentale per valutare le capacità del candidato preposto da parte del tutor e delle altre figure di riferimento nell'ambito della Zona di appartenenza. L'idoneità è riconosciuta a step, prima per i lavori sugli impianti BT e successivamente per i lavori sugli impianti MT.

Da metà 2016 si è avviata la fase finale per il percorso di apprendistato, con l'erogazione degli ultimi moduli, tra i quali, in ambito sicurezza, si cita l'ultimo dedicato all'alta tensione, a valle del quale gli apprenditi potranno conseguire la classificazione di persone esperte AT per ispezioni, manovre e manutenzioni.

A luglio 2016 inoltre è partito un altro gruppo di circa 400 apprendisti neo-assunti, secondo il percorso consolidato dell'onboarding operaio 2.0. Con l'occasione, congiuntamente alle funzioni del Personale e dell'Assistenza Tecnica, si sono aggiornati alcuni moduli per rendere maggiormente coerente il contenuto didattico alle mutate situazioni tecnologiche organizzative (avvio del progetto sulla fibra ottica, nuovo contatore elettronico, ecc.). A questi, verso la fine dell'anno, si sono aggiunti 99 nuovi apprendisti, variamente distribuiti sul territorio.

Formazione di apprendistato in alternanza scuola-lavoro

e-distribuzione ha completato la formazione di apprendistato dei 120 studenti, in alternanza scuola-lavoro, iscritti all'ultimo anno di scuola negli istituti tecnici ad autunno 2015.

I ragazzi neo-diplomati, sono stati inseriti in azienda con contratto di apprendistato e con la previsione di chiusura del percorso a valle di un periodo di formazione della durata di 13 mesi, a complemento di tutta quella fatta in alternanza. Il percorso è stato realizzato prevedendo l'erogazione argomenti di carattere tecnico e di sicurezza, intervallati da periodi di affiancamento operativo nelle squadre di appartenenza. In tal modo i ragazzi, partendo dalla condizione di PAV BT, potranno acquisire la classificazione di PES per l'esercizio delle reti MT/BT ed idoneità ai lavori sotto tensione BT per la piena operatività sulle reti di e-distribuzione, equivalentemente agli altri apprendisti.

Da settembre 2016 inoltre è stato avviato un nuovo ciclo con apprendisti in alternanza scuola-lavoro, per un complessivo di 140 ragazzi, distribuiti su 7 sedi del territorio nazionale.

Sensibilizzazione infortuni stradali in itinere

In relazione al reiterarsi di eventi infortunistici di tipo stradale che hanno coinvolto nel 2016 dipendenti e-distribuzione durante il tragitto casa lavoro e viceversa, ed il coinvolgimento di alcuni giovani colleghi con utilizzo di moto, è

proseguita la campagna di sensibilizzazione sulla guida sicura rivolta a tutto il personale. Un forte richiamo e l'erogazione di uno specifico intervento formativo è stato effettuato nel mese di settembre.

Progetto Comportamenti

e-distribuzione, in collaborazione con l'istituto Piepoli, ha sviluppato un progetto finalizzato all'individuazione di nuovi strumenti di prevenzione nell'ambito della sicurezza sul lavoro.

La finalità è di dotarsi di uno strumento di analisi dei fattori di rischio peculiari del lavoro in e-distribuzione, al fine di supportare orientamenti personali e di gruppo verso comportamenti sicuri.

L'iniziativa è destinata al personale tecnico-operativo della rete.

La fase di prima elaborazione ha coinvolto 70 persone in 5 gruppi di lavoro, finalizzati ad esplorare stati d'animo e atteggiamenti mentali, più o meno consapevoli, che possono predisporre a comportamenti non sicuri anche persone esperte e competenti.

La fase appena conclusasi si è incentrata sull'approfondimento collettivo di temi safety related, alla presenza di tutti i gruppi della fase precedente del progetto, allo scopo di focalizzare le dinamiche collettive più ricorrenti.

La fase conclusiva del progetto consisterà nell'erogazione del test on line a tutti gli operativi della rete, considerati nell'ambito della propria unità di appartenenza, con lo scopo di individuare azioni formative che, inserite nei programmi annuali, avranno caratteristiche di recurrent training.

Un secondo progetto è in fase di sviluppo e sperimentazione in collaborazione con l'Università di Genova, Dipartimento di Scienza della Formazione.

Il contesto di riferimento nella sua complessità evidenzia la necessità di coniugare efficienza delle prestazioni e sicurezza.

L'iniziativa si pone l'obiettivo di mettere a disposizione strumenti per la formazione continua e per la valutazione individuale con l'obiettivo di perseguire la sicurezza integrata nel lavoro.

Comportamenti individuali e di gruppo autoprotetti sono la base per il consolidamento di un'organizzazione resiliente, e quindi sicura, che mette in atto comportamenti consapevoli, anticipando i possibili rischi, reagendo in modo adeguato, coordinandosi efficacemente e imparando dall'esperienza.

Revisione processo dei controlli (fuori linea)

Nel corso del 2016, è continuata, su obiettivi incrementati rispetto al 2015, l'attività di controllo fuori linea su aspetti fondamentali di sicurezza come modalità prioritaria, sia al personale di e-distribuzione, in aggiunta alle normali visite di sorveglianza operativa, sia al personale delle imprese appaltatrici, in aggiunta ai normali controlli in corso d'opera.

Per l'attività è stata utilizzata l'unica check list dedicata agli aspetti fondamentali della sicurezza nei cantieri. Il volume dei controlli fuori linea svolti nel corso del 2016 ha raggiunto il 60% del volume complessivo dei controlli operativi al personale Enel e il 25% del volume complessivo dei controlli alle imprese. In relazione alla rilevanza delle irregolarità riscontrate, sono stati emanati provvedimenti di tipo sanzionatorio ed individuati specifici *action plan* per il superamento delle criticità compresi interventi di formazione anche nei centri di addestramento. È stato inoltre previsto in casi specifici il coinvolgimento della linea gerarchica coinvolta nell'applicazione di provvedimenti in caso di eventi infortunistici con rilevazione di omissioni e/o comportamenti attuati non sicuri.

Realizzazione book infortuni per Enel

Nell'ottica delle iniziative volte ad accrescere la consapevolezza del ruolo di ogni operatore e della rilevanza che i comportamenti possono avere sul buon esito delle attività svolte in cantiere e di come negli eventi rilevanti sono costantemente presenti il mancato rispetto delle regole e comportamenti non sicuri è stata predisposta una raccolta degli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e delle Imprese negli ultimi 10 anni.

Nell'allestimento del book per ogni scheda oltre ad una sintetica descrizione dell'accaduto viene sempre fornita una lezione appresa, che ha l'obiettivo di cogliere gli obiettivi prima descritti.

Dopo la diffusione di una copia della suddetta raccolta a tutti i dipendenti di e-distribuzione oltre che alle imprese appaltatrici, l'iniziativa è stata immediatamente ripetuta nel corso del 2016 con l'emissione di un book contenente tutti gli infortuni accaduti nel primo semestre dell'anno. L'edizione sarà integrata con le storie infortunistiche di personale e-distribuzione e di imprese appaltatrici di tutto l'anno 2016 non appena saranno consuntivati tutti i dati. La diffusione avverrà sempre a tutto il personale nel corso del 2017, perché si possa trarre indicazioni preventive utili, su tutte le tipologie d'infortunio, a prescindere dalla gravità.

Safety coaching

Il "Safety coaching" è divenuta una modalità efficace di condividere procedure ed iniziative di sicurezza tra e-distribuzione ed imprese appaltatrici con l'obiettivo di:

- Sperimentare strumenti di miglioramento delle performances delle imprese appaltatrici in termini di sicurezza e qualità del lavoro;
- Aumentare la sensibilità degli imprenditori sui temi della sicurezza;
- Consolidare e rendere maggiormente efficaci le interazioni e-distribuzione-Imprese.

Tale iniziativa prevede oltre ad incontri preliminari con le imprese, anche attività operative presso i ns. Centri di Addestramento per verificare la qualità del lavoro ed il rispetto delle procedure di sicurezza da parte del personale delle imprese.

Nel 2016 è proseguita la programmazione di incontri di Safety coaching su tutto il territorio nazionale nell'ottica di affrontare con le imprese specifiche attività (es. taglio piante) oppure a seguito di infortuni occorsi a dipendenti d'impresa per lo svolgimento di singole sessioni dedicate (es. lavori in elevazione).

Virtual Check Point Contractors (VCPC)

Dopo la positiva sperimentazione del prototipo di applicazione per smartphone denominata VCPC, destinata al personale preposto delle imprese appaltatrici, nel 2015 è stato completato lo sviluppo informatico, sia mobile, sia lato server, integrato nel sistema denominato Damasco (ora SCM). Come da programma si sta realizzando nel 2016 la completa diffusione dell'applicazione per tutte le imprese appaltatrici.

Da inizio 2016 il sistema è stato presentato in tutte le DTR ai Consorzi e successivamente attivato per 150 imprese su un totale di circa 250. Sono stati a tal fine distribuiti 1700 smartphone ai Preposti delle Imprese. Oltre al rilievo delle maestranze e mezzi presenti nel cantiere, con verifica dei profili professionali in automatico, coerentemente con il lavoro commissionato all'impresa, l'app consente anche l'acquisizione georeferenziata di foto relative all'applicazione delle 5 regole d'oro ed alle controventature dei sostegni.

Andamento infortunistico e Action plan a seguito analisi eventi

Nel 2016 si sono registrati valori che evidenziano la riduzione del fenomeno infortunistico rispetto all'anno precedente, confermando il trend in riduzione degli ultimi 5 anni.

Dall'inizio dell'anno 2016, infatti, nella rappresentazione dell'andamento infortunistico tra gli indicatori di riferimento sono riportati sempre il tasso di frequenza ed il tasso di gravità combinato che costituiscono complessivamente gli indicatori principali monitorati con continuità in e-distribuzione. Il tasso di frequenza combinato è passato dal valore di consuntivo 2015 pari a 2,31 a 1,74 del dicembre 2016 con una riduzione del 25%.

Di seguito si riportano gli infortuni gravi/mortali occorsi nel 2016.

Infortuni anno 2016 occorsi a:	Gravi	Mortali
- dipendenti e-distribuzione	-	-
- dipendenti imprese operanti per e-distribuzione	-	1 ⁽¹⁾

(1) per caduta dall'alto

Per tutti gli infortuni gravi e mortali sono stati effettuati approfondimenti con convocazione di commissioni e redazione di rapporti di analisi con individuazione di azioni nei confronti dei soggetti coinvolti (dipendenti e imprese appaltatrici) e richieste di iniziative di miglioramento. Inoltre per gli infortuni rilevanti sotto il profilo del rischio operativo sono state comunque effettuate delle analisi finalizzate sempre alla individuazione di azioni di miglioramento e iniziative specifiche nei confronti dei soggetti coinvolti.

Tutte le comunicazioni degli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa, vengono inviate, da parte della competente struttura di Safety di Holding, all'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A. che provvede ad inoltrarle all'Organismo di Vigilanza di e-distribuzione.

Risultati economico-finanziari

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici di e-distribuzione S.p.A. e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati, diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU (*International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea) adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio d'esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio d'esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento della società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine trasporto energia: rappresenta il primo margine del core business ed indica la differenza tra i ricavi della gestione caratteristica, i costi di trasporto dell'energia e i costi di acquisto dell'energia per "usi propri".

E' calcolato sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Ricavi energia", rilevati tra i "Ricavi delle vendite e delle prestazioni";
- "Costi per acquisto energia", rilevati tra i costi per "Materie prime e materiali di consumo";
- "Costi per trasporto energia", rilevati tra i costi per "Servizi".

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

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" ad esclusione:

- delle "Attività per imposte differite";
- dei "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefici al personale";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" ad esclusione:

- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine", dei "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", dei "Crediti finanziari e titoli a breve termine", dei "Fondi rischi e oneri" e di talune poste incluse nelle "Altre Attività finanziarie correnti" e nelle "Altre Passività finanziarie correnti".

In particolare, nell'ambito del Capitale Circolante Netto, la *Posizione tributaria netta* è determinata sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Crediti per imposte sul reddito";
- "Altri crediti tributari";
- "Debiti per imposte sul reddito";
- "Altri debiti tributari".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei Fondi rilevati tra le passività, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte differite”.

Indebitamento finanziario netto: è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine” (comprese le quote correnti), dai “Finanziamenti a breve termine”, da alcune poste incluse nelle “Altre passività finanziarie correnti”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”, dei “Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine”, dei “Crediti finanziari e titoli a breve termine” e di alcune poste incluse nelle “Altre attività finanziarie correnti”.

Risultati economici

La gestione economica dell'esercizio 2016 è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del Conto Economico, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando gli stessi con i dati del Conto Economico 2015.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	Variazione
Ricavi tariffari e Perequazioni	6.073	6.879	(806)
Costo trasporto e acquisto energia	(1.511)	(1.560)	49
Margine trasporto energia	4.562	5.319	(757)
Altri ricavi	1.175	1.049	126
Costo del lavoro	(781)	(732)	(49)
Materiali	(176)	(156)	(20)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(706)	(761)	55
Altri costi	(444)	(786)	342
Altri costi operativi	(2.107)	(2.435)	328
Margine operativo lordo	3.630	3.933	(303)
Ammortamenti e impairment	(1.027)	(1.023)	(4)
Risultato operativo	2.603	2.910	(307)
Oneri finanziari netti	(422)	(452)	30
Risultato prima delle imposte	2.181	2.458	(277)
Imposte	(730)	(845)	115
RISULTATO NETTO	1.451	1.613	(162)

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.562 milioni, risulta diminuito rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 5.319 milioni). Il decremento, di euro 757 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'effetto negativo, pari a euro 418 milioni, derivante dall'iscrizione nell'esercizio 2015 dei ricavi per annualità pregresse in applicazione del c.d. *lag regolatorio* normato con la Delibera AEEGSI 654/2015;
- all'effetto negativo, pari a euro 297 milioni, derivante dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 654/15 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023");
- alla variazione negativa, pari a euro 62 milioni, derivante dall'abolizione del contributo per il rischio di inesigibilità a favore delle imprese distributrici per la raccolta degli oneri di sistema, sostituito dal rafforzamento del sistema delle garanzie richieste nell'ambito del contratto di trasporto (Delibera AEEGSI n. 268/2015 – Codice di Rete). L'importo di euro 5 milioni, iscritto nel 2016, si riferisce esclusivamente a sopravvenienze relative all'esercizio precedente;
- alla variazione del meccanismo di perequazione perdite di rete, con un effetto positivo pari a euro 19 milioni.

Altri ricavi

Gli Altri ricavi, pari a euro 1.175 milioni (euro 1.049 milioni nel 2015), evidenziano un incremento di euro 126 milioni. I principali fenomeni che hanno determinato tale aumento si riferiscono:

- all'incremento dei contributi da CSEA (ex CCSE) per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 132 milioni derivante dai maggiori volumi di TEE acquistati nel periodo nonché dal maggior contributo unitario del periodo;

- all'incremento dei contributi di connessione, pari a euro 7 milioni, dovuto all'aumento dei contributi ricevuti per le connessioni dei clienti finali, pari a euro 10 milioni, parzialmente compensato dalla riduzione dei contributi di connessione dei produttori, pari a euro 3 milioni;
- all'aumento dei ricavi per altre vendite e prestazioni, pari ad euro 40 milioni, derivante principalmente dall'aumento dei ricavi per la vendita di materiali a società del gruppo e terzi, per euro 18 milioni e dall'incremento dei ricavi per il servizio di misura, pari a euro 22 milioni.;
- al decremento dei premi sulla continuità del servizio, pari a euro 20 milioni;
- al decremento dei ricavi derivanti dai rimborsi per danni ad impianti, pari a euro 17 milioni, in conseguenza dei minori risarcimenti assicurativi ricevuti.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.107 milioni (euro 2.435 milioni nel 2015), evidenziano un decremento di euro 328 milioni riconducibile prevalentemente:

- al decremento dei costi per servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 55 milioni. Tale variazione è conseguenza dei minori costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 33 milioni, della riduzione dei costi per servizi informatici e di telecomunicazione, pari a euro 28 milioni, e dei maggiori accantonamenti al fondo vertenze, pari a euro 6 milioni;
- all'effetto positivo complessivo, pari a euro 289 milioni, derivante dall'accantonamento nel 2015 della somma "una tantum" compensativa dello Sconto Energia da corrispondere ai beneficiari a partire dal 1° gennaio 2016, pari a euro 245 milioni, e dal rilascio, nel corso del 2016, di una quota pari a 44 milioni;
- all'effetto positivo complessivo, pari a euro 97 milioni, derivante dall'accantonamento nel 2015 per euro 50 milioni e dal rilascio avvenuto nel corso del 2016 per euro 47 milioni, del fondo rischi e oneri stanziato in seguito all'istruttoria A486 avviata dall'AGCM, nel mese di dicembre 2015, nei confronti di e-distribuzione. Il rilascio è avvenuto in seguito alla delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento senza infrazioni ed ha reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione;
- dalla riduzione delle penali e degli indennizzi sulla qualità del servizio, pari a euro 49 milioni;
- all'incremento degli oneri di efficienza energetica, pari a euro 114 milioni derivante dai maggiori volumi e dal maggior prezzo unitario rispetto all'esercizio precedente;
- all'incremento del costo per materiali (comprensivo dell'aumento delle variazioni positive delle rimanenze), pari a euro 20 milioni, che deriva principalmente dall'aumento degli acquisti di contatori elettronici, cabine e altri materiali da destinare sia agli investimenti sulle reti di distribuzione che alla rivendita a terzi;
- all'incremento del costo del lavoro, pari a euro 49 milioni (comprensivo dell'effetto delle minori capitalizzazioni), derivante essenzialmente dal rilascio dei fondi per benefici al personale relativi allo "Sconto Energia", all' "IMA", al "Premio di fedeltà" e altri minori, avvenuto nel 2015, per complessivi euro 698 milioni. L'incremento è anche conseguenza del rilascio netto, avvenuto sempre nel 2015, pari a euro 11 milioni, del precedente piano di incentivazione individuale all'esodo cessato anticipatamente nonché dall'iscrizione nel 2015 degli oneri derivanti dagli obblighi assunti dalla società a seguito dell'attuazione dell'art. 4 della legge 92/2012, pari a euro 648 milioni. I suddetti incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione del costo del lavoro conseguente la diminuzione della consistenza media del personale (1,80%).

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.630 milioni) ha subito un decremento di euro 303 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.933 milioni); il decremento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 757 milioni, è stato essenzialmente compensato dall' incremento degli Altri Ricavi, pari a euro 126 milioni, e dal decremento degli Altri costi operativi, pari a euro 328 milioni.

Ammortamenti e Impairment

L'incremento degli Ammortamenti e Impairment (euro 4 milioni) deriva sostanzialmente dall'aumento dell'ammortamento delle attività materiali e immateriali, pari a euro 31 milioni, parzialmente compensato dalla riduzione delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 29 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2016 chiude con un Risultato operativo di euro 2.603 milioni, in decremento di euro 307 milioni rispetto al risultato operativo del 2015 (euro 2.910 milioni) per il minor margine operativo lordo, pari a euro 303 milioni e per l'incremento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 4 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 422 milioni nel 2016 (euro 452 milioni nel 2015), accolgono oneri finanziari per euro 477 milioni (euro 491 milioni nel 2015) e proventi finanziari per euro 55 milioni (euro 39 milioni nel 2015).

Il decremento degli oneri finanziari netti, pari a euro 30 milioni, deriva principalmente:

- dalla riduzione degli altri oneri finanziari verso terzi relativi al TFR e agli altri benefici al personale e verso la controllante Enel S.p.A. relativi alla "Previdenza Integrativa Aziendale" (PIA), pari complessivamente a euro 7 milioni;
- dal decremento degli interessi passivi sui finanziamenti a medio/lungo termine ricevuti dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI) e dalla Cassa Depositi e Prestiti (CDP), pari a euro 8 milioni;
- dall'aumento degli altri interessi attivi e proventi finanziari per euro 15 milioni, derivante dall'iscrizione degli interessi attivi riconosciuti dall'Agenzia delle Entrate sulle istanze forfetarie e analitiche presentate dalla società nel 2009 e nel 2013 ai sensi del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 e del D.L. 6 dicembre 2011 n. 201.

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 730 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 610 milioni e la fiscalità differita netta, negativa, per euro 120 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 2.181 milioni, è pari al 33,5%.

Nel 2015 le imposte sul reddito risultano pari a euro 845 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 2.458 milioni, con un'incidenza del 34,4%.

La riduzione delle imposte, pari a euro 115 milioni, è essenzialmente riconducibile alle minori imposte correnti, diretta conseguenza della riduzione dell'utile ante imposte ed alle maggiori imposte differite contabilizzate nel 2015 a seguito della riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% parzialmente compensata dall'effetto positivo della nuova deducibilità del costo del lavoro ai fini IRAP.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2016 risulta pari a euro 1.451 milioni (euro 1.613 milioni nel 2015).

Analisi della struttura patrimoniale

La gestione patrimoniale dell'esercizio è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2016, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	14.729	14.730	(1)
Immobili, impianti e macchinari	15.180	15.000	180
Attività immateriali	191	162	29
Partecipazioni	1	-	1
Altre Attività non correnti	177	292	(115)
Altre passività non correnti	(820)	(724)	(96)
Capitale Circolante Netto:	(807)	(2.542)	1.735
Rimanenze	228	216	12
Crediti commerciali	4.824	3.145	1.679
Altre attività	175	169	6
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(2.221)	(2.611)	390
Posizione tributaria netta	257	(207)	464
Debiti commerciali	(3.430)	(2.611)	(819)
Altre passività correnti	(640)	(643)	3
Capitale investito lordo	13.922	12.188	1.734
Fondi Diversi:	(668)	(1.071)	403
TFR e altri benefici ai dipendenti	(420)	(441)	21
Fondo rischi ed oneri	(839)	(1.342)	503
Imposte differite nette	591	712	(121)
Capitale Investito Netto	13.254	11.117	2.137
Patrimonio netto	4.568	4.730	(162)
Indebitamento finanziario netto	8.686	6.387	2.299

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 14.729 milioni) mostrano un decremento di euro 1 milione rispetto al 31 dicembre 2015 (euro 14.730 milioni), derivante in particolare dall' incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 180 milioni), delle attività immateriali (euro 29 milioni), dall'incremento delle altre passività non correnti (euro 96 milioni), parzialmente compensate dal decremento delle altre attività non correnti (euro 115 milioni).

L' incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 180 milioni, riflette la rilevazione:

- degli investimenti, pari a euro 1.168 milioni;
- degli ammortamenti, pari a euro 975 milioni;
- dei disinvestimenti, pari a euro 9 milioni.

L' incremento delle Attività immateriali, pari a euro 29 milioni, deriva sostanzialmente dall'aumento degli investimenti, pari a euro 72 milioni, parzialmente compensato dagli ammortamenti, pari a euro 43 milioni.

Il decremento delle Altre attività non correnti, pari a euro 115 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- alla riduzione del credito IRES verso la Controllante, pari a euro 135 milioni, derivante dal rimborso da parte dell' Agenzia delle Entrate degli importi relativi alle istanze forfetarie e analitiche presentate dalla società nel 2009 e nel 2013 in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 e del D.L.6 dicembre 2011 n. 201;
- all' incremento dei crediti e dei risconti attivi a medio/lungo termine verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, complessivamente pari a euro 10 milioni, iscritti a fronte dei progetti e dei titoli di efficienza energetica acquistati nel 2016.

L'incremento delle Altre passività non correnti, pari a euro 96 milioni, deriva principalmente:

- dall' incremento del debito non corrente verso il personale per importi da erogare in applicazione dell'art.4 L.92/2012, pari a euro 49 milioni;
- dall'aumento dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 12 milioni;
- dall'iscrizione dei risconti passivi relativi ai contributi ricevuti dalla società Open Fiber S.p.A. per la costituzione di un diritto reale d'uso ventennale (IRU) sull'infrastruttura elettrica di e-distribuzione S.p.A., pari ad euro 17 milioni.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 807 milioni, mostra un incremento di euro 1.735 milioni rispetto al 31 dicembre 2015 (negativo per euro 2.542 milioni). Tale variazione deriva dall'incremento dei crediti commerciali (euro 1.679 milioni), delle rimanenze (euro 12 milioni), delle altre attività correnti (euro 6 milioni), dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (euro 390 milioni) e dall'incremento delle altre passività correnti (euro 3 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento della Posizione Tributaria netta negativa (euro 464 milioni) e dall'aumento dei debiti commerciali (euro 819 milioni).

L'incremento dei Crediti commerciali, pari a euro 1.679 milioni, è prevalentemente riconducibile all'incremento dei crediti verso Società del Gruppo, in particolare verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (già Enel Servizio Elettrico S.p.A.) ed Enel Energia S.p.A., pari ad euro 916 milioni, ed all'incremento dei crediti verso terzi, pari ad euro 769 milioni. L'incremento dei crediti commerciali deriva, per circa euro 1.500 milioni, dall'allungamento delle scadenze di pagamento applicate alle fatture per il servizio di trasporto di energia elettrica, in seguito all'entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2016, della deliberazione AEEGSI n. 268/15 (Codice di Rete).

L' incremento delle Rimanenze, per euro 12 milioni, deriva principalmente dall'aumento delle rimanenze dei materiali acquistati per terzi.

L'aumento delle Altre attività correnti, pari a euro 6 milioni, è sostanzialmente riconducibile all'iscrizione del *fair value* dei derivati su cambi.

Il decremento dei Debiti netti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a euro 390 milioni, è riconducibile ai seguenti principali effetti:

- al decremento delle componenti e oneri di sistema, pari a euro 231 milioni, determinato sostanzialmente dalla variazione delle aliquote degli oneri A e UC;
- alla riduzione degli "Altri debiti" per complessivi euro 51 milioni, riconducibile, in prevalenza, al pagamento dell'ultima annualità del debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali " per la restituzione degli importi previsti dall'art. 15.7 del TIME, per le imprese che hanno ottenuto il versamento in un'unica soluzione delle prime quattro annualità dell'integrazione dei ricavi a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici.

- all'iscrizione dei crediti netti relativi ai meccanismi di perequazione determinati per l'esercizio 2016 (pari a euro 61 milioni) ed ai pagamenti netti dei saldi dei meccanismi di perequazione di esercizi precedenti (pari a euro 39 milioni);
- all'incremento dei Crediti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 73 milioni, derivante dall'iscrizione del credito relativo ai titoli acquistati nel corso del 2016, pari a euro 458 milioni, parzialmente compensato dall'incasso del contributo tariffario definito dall'AEEGSI, pari a euro 385 milioni, relativamente ai titoli annullati nel mese di maggio 2016.

L'incremento della Posizione tributaria netta, pari a euro 464 milioni, deriva essenzialmente:

- dalla rilevazione del saldo a credito verso la Capogruppo per IRES, pari a euro 230 milioni, tra gli acconti versati nel 2016 e la stima dell'esercizio 2016 (al 31 dicembre 2015 il saldo netto tra la stima IRES dovuta per l'esercizio e gli acconti versati risultava a debito per euro 215 milioni);
- dalla rilevazione del saldo a credito verso l'Erario per l'IRAP, pari a euro 24 milioni, tra gli acconti versati nel 2016 e la stima dell'esercizio 2016 (al 31 dicembre 2015 il saldo era a credito per euro 9 milioni).

L'aumento dei Debiti commerciali, pari a euro 819 milioni, è riconducibile:

- all'incremento dei debiti verso terzi, pari a euro 844 milioni, derivante essenzialmente all'adesione, per la fattura di euro 1.253 milioni in scadenza nel mese di dicembre 2016, alla convenzione stipulata tra GSE S.p.A. e Mediocredito Italiano che prevede la dilazione commerciale per il versamento della componente A3 fino a 23 giorni solari. Tali effetti sono stati parzialmente compensati, per circa euro 300 milioni, dal posticipo al mese di gennaio 2016 di due fatture verso Terna S.p.A. in scadenza nel mese di dicembre 2015;
- al decremento dei debiti verso società del Gruppo, pari a euro 26 milioni.

Fondi diversi

La composizione dei Fondi diversi è esposta nella tabella seguente:

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
TFR e altri benefici ai dipendenti	420	441	(21)
Fondo rischi e oneri futuri	839	1.342	(503)
Imposte differite nette:	(591)	(712)	121
Passività per imposte differite	19	21	(2)
Attività per imposte differite	(610)	(733)	123
Totale	668	1.071	(403)

Il decremento dei Fondi diversi, pari a euro 403 milioni, è conseguenza essenzialmente:

- del decremento del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 21 milioni, attribuibile principalmente alle uscite del personale avvenute nel 2016 ed alla conseguente rideterminazione dei piani;
- del decremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 503 milioni, derivante principalmente:
 - dal Fondo esodo stanziato a fronte degli accordi siglati nel settembre 2013 e nel dicembre 2015 attuativi delle disposizioni previste dall'art.4 della legge 92/2012, che è stato interessato da euro 11 milioni di accantonamenti, da euro 203 milioni di utilizzi e da euro 13 milioni di rilasci (questi ultimi relativi al piano stanziato nel 2015);
 - dal Fondo stanziato nel 2015 per l'onere da corrispondere "una tantum" agli aventi diritto in compensazione del beneficio "Sconto Energia" che, nel corso del 2016, è stato utilizzato per euro 201 milioni e rilasciato per euro 44 milioni;
 - dal Fondo rischi ed oneri stanziato nel 2015 in seguito all'istruttoria avviata dall'AGCM nei confronti di e-distribuzione rilasciato nel corso del 2016 per euro 47 milioni, in seguito alla delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento senza infrazioni ed ha reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione;
 - dal Fondo Oneri Cessioni Asset e rami d'azienda, costituito nel 2015 per far fronte agli oneri per gli sconti tariffari degli ex dipendenti del ramo d'azienda trasferito a Terna, che è stato utilizzato per euro 4,5 milioni a seguito della corresponsione alla società Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. dell'importo pagato da detta società a Terna S.p.A. ed è stato rilasciato per la restante parte (euro 6,5 milioni);
- dal decremento delle Imposte differite nette, pari a euro 121 milioni, derivante essenzialmente dalla movimentazione dei Fondi rischi e oneri e dall'adeguamento, nel 2015, delle Attività per imposte differite e delle Passività per imposte differite per tenere conto della riduzione dell'aliquota IRES di 3,5 punti percentuali a partire dal 2017 (come previsto dalla Legge di Stabilità 2016) e della deducibilità del costo del lavoro ai fini IRAP.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a euro 13.254 milioni (euro 11.117 milioni al 31 dicembre 2015), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.568 milioni e da mezzi di terzi per euro 8.686 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.568 milioni, è composto dal Capitale Sociale, pari a euro 2.600 milioni, dalla Riserva legale pari a euro 520 milioni, dalle Altre riserve (compresi gli Utili e Perdite portati a nuovo), negative per euro 3 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.451 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 8.686 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 8.051 milioni), dalle Passività finanziarie (euro 39 milioni), dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (negativo per euro 1.357 milioni), parzialmente compensati dalle Attività finanziarie (euro 761 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Indebitamento a breve termine	(1.473)	924	(2.397)
Quota corrente Mutui BEI	(108)	(119)	11
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	(1.357)	1.046	(2.403)
Passività finanziarie correnti (debiti per interessi sul conto corrente intersocietario ed oneri su crediti di firma)	(39)	(38)	(1)
Attività finanziarie correnti	120	124	(4)
Indebitamento a m/l termine	(7.213)	(7.311)	98
Mutui BEI	(1.371)	(1.481)	110
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(983)	(1.072)	89
Mutui agevolati Piemonte e Liguria	-	(1)	1
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Finance International	(5.500)	(5.500)	-
Attività finanziarie non correnti	641	743	(102)
Indebitamento finanziario netto	(8.686)	(6.387)	(2.299)

Il decremento delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 2.403 milioni, deriva essenzialmente:

- dal pagamento dei dividendi sul risultato netto del 2015, pari ad euro 1.609 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 209 milioni;
- dal flusso di cassa assorbito dall'attività di investimento, pari a euro 1.231 milioni;
- dal flusso di cassa positivo dell'attività operativa, pari a euro 580 milioni (al netto dei flussi relativi al pagamento degli oneri finanziari netti per euro 383 milioni e delle imposte per euro 1.071 milioni).

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 102 milioni, si riferisce essenzialmente:

- alla riclassifica nella voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine", pari ad euro 56 milioni, della quota a breve termine del credito finanziario relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE), iscritto in base a quanto previsto dalla Deliberazione AEEGSI n.157/2012;
- alla riclassifica nei crediti finanziari e titoli a breve termine, pari ad euro 46 milioni, del credito finanziario vantato per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2017 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario (NPR1) definito dalle delibere AEEGSI n. 654/2015/R/eel in materia di tariffe, n. 583/2015/R/eel in materia di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito e n. 646/2015/R/eel in materia di qualità del servizio e di remunerazione degli investimenti innovativi.

In ottemperanza a tale quadro regolatorio, alla fine di dicembre sono state pubblicate le delibere 799/2016/R/eel e 778/2016/R/eel che aggiornano per il 2017 i valori delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali domestici e non domestici con una sostanziale invarianza del gettito rispetto al 2016.

Entro la fine di marzo 2017 l'AEEGSI provvederà inoltre a pubblicare le tariffe di riferimento provvisorie di e-distribuzione attraverso le quali verranno definiti i ricavi ammessi per il 2017 per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica.

La regolazione prevede che i ricavi riconosciuti di e-distribuzione, come per il 2016, non risentiranno di una eventuale variazione negativa del numero dei clienti, della domanda di energia e di potenza prelevata.

Per quanto attiene alla gestione operativa, anche nel 2017 la Società confermerà il suo sforzo incentrato sulla digitalizzazione e sulla customer centricity, volto ad una politica di miglioramento dei processi con l'obiettivo di rafforzare la propria posizione di leadership di costo e di qualità del servizio.

Relativamente agli investimenti, la Società, anche nel 2017, continuerà a sostenere lo sviluppo, il rinnovo e l'adeguamento delle reti di distribuzione, promuovendo l'innovazione tecnologica, l'utilizzo efficiente delle risorse e l'ottimale gestione dei flussi di energia immessa nelle reti dagli impianti di generazione distribuita.

Nel 2017 inoltre è previsto un ulteriore incremento degli investimenti sulla rete elettrica rispetto al significativo aumento già realizzato nel 2016, per effetto soprattutto di un piano di investimenti volto alla digitalizzazione e al miglioramento dei livelli di qualità del servizio e delle performance della rete.

In particolare, nel 2017 è previsto l'avvio del processo di sostituzione massivo dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di nuova generazione, ovvero Contatori 2G.

Il piano di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione è stato sottoposto all'approvazione dell'AEEGSI la quale, con lettera del 06 marzo 2017, ha comunicato la sussistenza dei presupposti per l'applicazione del percorso abbreviato di analisi previsto dalla delibera AEEGSI 646/2016. La decisione finale sul predetto piano e sulla richiesta di riconoscimento degli investimenti è prevista entro il 31 marzo 2017.

Il progetto di installazione dei Contatori 2G, unitamente all'aggiornamento del sistema centrale di telegestione riveste un'importanza strategica per il paese apportando notevoli benefici per il consumatore finale in termini di maggiore consapevolezza delle abitudini di consumo e incentivando l'efficienza energetica, costituendo, inoltre, la base per lo sviluppo delle reti di distribuzione in ottica smart grids. Il nuovo contatore elettronico, unitamente al nuovo sistema centrale di telegestione e telelettura, permetterà infatti di incrementare le prestazioni dell'attuale sistema e di abilitare inoltre una serie di ulteriori funzionalità rispetto a quelle già disponibili oggi.

Nel 2017 proseguirà inoltre l'impegno della Società nello sviluppo delle *smart grids*, tra cui il progetto "Puglia Active Network" (finanziato all'interno del programma 'New Entrants' Reserve 300), e continueranno le attività di fornitura di contatori elettronici verso la società E.on Romania e verso società del Gruppo Enel.

Altre informazioni

Informazioni su rischi e incertezze

e-distribuzione S.p.A. svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, come illustrato nelle Note di Commento, tale attività, svolta in regime di concessione, è sottoposta alla regolazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, che definisce le modalità di erogazione e di remunerazione del servizio.

Con riferimento a tali modalità, si rinvia al paragrafo dedicato al "Quadro normativo e tariffario", mentre per l'analisi delle principali caratteristiche della concessione si rinvia a quanto riportato nella Nota di commento n.2.

Per quanto riguarda i rischi di integrità, si rimanda al paragrafo "Corporate Governance" delle Note di commento.

Anche per l'informativa relativa ai rischi e alle politiche di gestione dei rischi di oscillazione dei tassi di interesse, al rischio di credito e al rischio di liquidità si rinvia alle Note di Commento.

Azioni proprie e azioni di società controllanti

La Società non possiede direttamente o indirettamente azioni proprie o azioni della società controllante. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni sulle azioni della Società; non sono, infine, state effettuate operazioni sulle azioni della società controllante né direttamente né indirettamente.

Attività di ricerca

Le attività di ricerca vengono sostenute nell'ambito delle iniziative evidenziate nel paragrafo "Andamento operativo" e vengono imputate a Conto Economico nell'esercizio in cui vengono sostenute.

Sedi secondarie

La Società ha aperto una *branch* in Romania per la realizzazione di un sistema chiavi in mano di Smart Metering.

Informativa sugli strumenti finanziari derivati

Con riferimento all'informativa circa l'uso degli strumenti finanziari richieste dall'art. 2428, comma 2, punto 6-bis) del Codice Civile, si evidenzia che al 31 dicembre 2016 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse e sul rischio di cambio, nella forma di *interest rate swaps* e di *currency forwards*, aventi la finalità di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile.

Ulteriori informazioni sul valore nominale e sul *fair value* di tali strumenti finanziari sono riportate nelle Note di Commento.

Informativa sulle parti correlate

Relativamente ai rapporti con le imprese collegate, l'impresa controllante e con le imprese sottoposte al controllo di quest'ultima, si rinvia alle Note di Commento n.49.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non sono intervenuti fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio da indicare nelle Note di commento secondo quanto previsto dall'art.2428 del Codice Civile.

Attività di direzione e coordinamento

La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel S.p.A.. Per tali informazioni si rinvia alla Nota di Commento n.54.

Proposte all'Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'Utile netto dell'esercizio, pari ad euro 1.450.646.688,10 come segue:

- quanto a euro 1.447.940.000,00, come dividendo dell'esercizio 2016, nella misura di euro 0,5569 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2016 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 2.706.688,10 come Utili portati a nuovo.

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

Euro	Note	2016	2015
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4	6.678.252.889	7.439.947.736
Altri ricavi e proventi	5	569.815.529	487.823.568
	<i>[SubTotale]</i>	7.248.068.418	7.927.771.304
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	6	488.949.353	421.741.192
Servizi	7	2.215.759.460	2.324.109.879
Costo del personale	8	1.060.345.824	1.017.181.018
Ammortamenti e Impairment	9	1.026.608.482	1.022.617.990
Altri costi operativi	10	443.601.228	786.586.522
Costi per lavori interni capitalizzati	11	(590.238.346)	(554.360.163)
	<i>[SubTotale]</i>	4.645.026.001	5.017.876.438
Risultato operativo		2.603.042.417	2.909.894.866
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	12	158.040	145.509
Proventi finanziari da contratti derivati	13	32.430	922.587
Altri proventi finanziari	14	55.347.731	37.727.659
Oneri finanziari da contratti derivati	13	36.660.737	36.617.049
Altri oneri finanziari	14	440.512.658	453.953.194
Risultato prima delle imposte		2.181.407.223	2.458.120.378
Imposte	15	730.760.535	844.694.534
Risultato delle continuing operation		1.450.646.688	1.613.425.844
Risultato delle discontinued operation		-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		1.450.646.688	1.613.425.844

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2016	2015
Risultato netto dell'esercizio		1.450.646.688	1.613.425.844
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		10.888.464	20.100.460
	<i>[Subtotale]</i>	10.888.464	20.100.460
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti		(13.737.955)	(24.460.107)
	<i>[Subtotale]</i>	(13.737.955)	(24.460.107)
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	34	(2.849.491)	(4.359.647)
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio		1.447.797.197	1.609.066.197

Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	16	15.180.302.181	15.000.072.934
Attività immateriali	18	190.908.857	162.476.896
Attività per imposte differite	19	610.356.269	733.457.061
Partecipazioni	20	932.427	210.027
Derivati	21	6.800.528	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	22	641.040.427	742.724.632
Altre attività non correnti	23	170.503.493	290.887.373
	<i>[Subtotale]</i>	16.800.844.182	16.929.828.923
Attività correnti			
Rimanenze	24	228.330.290	215.920.726
Crediti commerciali	25	4.824.006.356	3.145.250.461
Crediti per lavori in corso su ordinazione	26	168.030	441.082
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	481.094.170	550.721.714
Crediti per imposte sul reddito	28	273.302.707	28.057.325
Altri crediti tributari	29	14.992.556	13.536.921
Derivati	21	5.837.734	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	120.452.703	1.013.828.927
Altre attività finanziarie correnti	31	57.256	73.135
Altre attività correnti	32	168.575.796	168.407.102
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	140.791.649	156.677.735
	<i>[Subtotale]</i>	6.257.609.247	5.292.915.128
TOTALE ATTIVITA'		23.058.453.429	22.222.744.051

		al 31.12.2016	al 31.12.2015
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		1.484.474.610	1.487.324.100
Utili/(Perdite) accumulati		483.530.383	642.283.696
Totale Patrimonio Netto	34	4.568.004.993	4.729.607.796
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	35	7.854.379.140	8.051.996.281
Benefici ai dipendenti	36	420.132.795	441.346.846
Fondi per rischi e oneri	37	704.709.149	908.925.241
Passività per imposte differite	19	19.283.980	21.287.911
Derivati	21	129.061.399	124.917.790
Altre passività non correnti	38	691.404.929	598.674.550
	[Subtotale]	9.818.971.392	10.147.148.619
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	35	1.497.533.979	799.926
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	35	197.617.141	209.042.343
Fondi per rischi e oneri	37	134.004.691	433.206.100
Debiti commerciali	39	3.430.184.337	2.611.471.864
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	40	2.701.788.566	3.161.480.022
Debiti per imposte sul reddito	41	140.774	215.520.953
Altri debiti tributari	42	31.461.727	33.001.874
Derivati	21	-	190.559
Altre passività finanziarie correnti	43	107.588.408	106.932.539
Altre passività correnti	44	571.157.421	574.341.456
	[Subtotale]	8.671.477.044	7.345.987.636
Totale Passività		18.490.448.436	17.493.136.255
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		23.058.453.429	22.222.744.051

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva rivalutazione	di Riserva riduzione Capitale Sociale	da del Riserva valutazione strumenti finanziari CFH	da Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Altre riserve	Utili/(Perdite) accumulate	Totale Patrimonio netto
Totale al 1° gennaio 2015	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	648.192.752	(116.342.622)	(146.685.094)	454.694	260.444.637	4.365.161.599
Effetto riallineamento Fiscalità differita Sconto Energia						(13.033.215)		13.033.215	-
Riparto Utile 2015:									
- Distribuzione dividendi								(1.244.620.000)	(1.244.620.000)
Utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio					20.100.460	(24.460.107)		1.613.425.844	1.609.066.197
di cui:									
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto					20.100.460	(24.460.107)			(4.359.647)
- Utile dell'esercizio								1.613.425.844	1.613.425.844
Differenze di arrotondamento									
Totale al 31 dicembre 2015	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	648.192.752	(96.242.162)	(184.178.416)	454.694	642.283.696	4.729.607.796
Riparto Utile 2015:									
- Distribuzione dividendi								(1.609.400.000)	(1.609.400.000)
Utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio					10.888.464	(13.737.955)		1.450.646.688	1.447.797.197
di cui:									
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto					10.888.464	(13.737.955)			(2.849.491)
- Utile dell'esercizio								1.450.646.688	1.450.646.688
Differenze di arrotondamento									
Totale al 31 dicembre 2016	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	648.192.752	(85.353.698)	(197.916.371)	454.694	483.530.384	4.568.004.993

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Risultato d'esercizio		1.450.646.688	1.613.425.844
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	9	1.019.590.476	986.619.479
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	14	(13.879)	42.097
Accantonamenti e rilascio ai fondi		(65.499.349)	269.382.612
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	12	(158.040)	(145.509)
(Proventi)/Oneri finanziari netti	13-14	421.807.113	451.877.900
Imposte sul reddito	15	730.760.535	844.694.534
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		9.245.506	39.371.423
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		3.566.379.050	4.205.268.380
(Decremento) dei Fondi	36-37	(474.191.283)	(250.282.553)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	24	(12.409.564)	(32.890.082)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	25	(1.685.773.901)	(1.077.160.855)
Incremento/(Decremento) di altre passività nette	21-23-28-31-38-42-43-44	228.002.937	(140.323.030)
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	27-41	(406.852.819)	1.240.905.900
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	39	818.712.473	(688.036.912)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	13-14	55.322.905	38.577.111
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	13-14	(438.303.556)	(453.254.695)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	12	158.040	145.509
Imposte pagate	15-28-41	(1.070.940.088)	(577.658.717)
Cash Flow da attività operativa (A)		580.104.194	2.265.290.056
Investimenti netti in attività materiali e immateriali		(1.226.859.184)	(1.129.225.702)
Acquisizione partecipazione in Enel Saudi Arabia Ltd	20	(722.400)	-
Pagamento acquisto ramo d'azienda da Unareti	16	(3.620.000)	-
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(1.231.201.584)	(1.129.225.702)
Finanziamenti a lungo termine incassati/rimborsati nel periodo	35	(209.042.343)	(265.968.539)
Variazione netta dei debiti finanziari a breve	35	1.496.734.053	693.450
Dividendi pagati	34	(1.609.400.000)	(1.244.620.000)
Rimborsi e altre variazioni nette di crediti e debiti finanziari	22-30-43	(1.430.455.214)	4.664.494
Cash flow da attività di finanziamento (C)		(1.752.163.504)	(1.505.230.595)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		(2.403.260.894)	(369.166.241)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	30-33	1.046.525.268	1.415.691.509
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	30-33-35	(1.356.735.626)	1.046.525.628

Euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		1.046.525.268	1.415.691.509
Disponibilità liquide	33	156.677.735	158.061.364
Crediti finanziari e titoli a breve termine - c/c intersocietario	30	889.847.533	1.257.630.145
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		(1.356.735.626)	1.046.525.268
Disponibilità liquide	33	140.791.649	156.677.735
Crediti finanziari e titoli a breve termine - c/c intersocietario	35-30	(1.497.527.275)	889.847.533
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(2.403.260.894)	(369.166.241)

Note di commento

1. Forma e contenuto del Bilancio

e-distribuzione S.p.A. che opera nel settore della distribuzione di energia elettrica ha la forma giuridica di società per azioni ed ha sede in Roma, in Via Ombrone 2.

e-distribuzione S.p.A., optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato ad uso pubblico viene redatto da Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata. La controllante ha sede in Roma, in viale Regina Margherita 137, indirizzo presso il quale è possibile ottenere tale documento nei termini e con le modalità previste dalla vigente normativa.

Gli amministratori in data 13 marzo 2017 hanno approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016 e la sua messa a disposizione degli Azionisti nei termini previsti dall'art. 2429 c.c. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'Approvazione all'Assemblea in data 13 aprile 2017 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 c.c. Ai fini di quanto previsto dal paragrafo 17 dello IAS 10, la data presa in considerazione dagli Amministratori nella redazione del bilancio è il 13 marzo 2017, data di approvazione del Consiglio di Amministrazione.

Il presente bilancio è stato assoggettato a revisione legale da parte di EY S.p.A..

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards – IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)* e dallo *Standing Interpretations Committee (SIC)*, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il Bilancio d'esercizio è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento.

Il Bilancio è corredato dalla Relazione sulla gestione predisposta secondo quanto previsto dall'art.2428 del Codice Civile.

Nello Stato Patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del Risultato netto delle *continuing operation* e di quello delle *discontinued operation*.

Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle *discontinued operation*.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'Euro (valuta funzionale della Società), mentre i valori riportati nelle note di commento sono espressi in migliaia di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente periodo

2. Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il *management* prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del bilancio. Le stime e le decisioni assunte dal *management* si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; vengono adottate quando il valore contabile delle poste di bilancio non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto Economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del bilancio, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del *management*, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

Rilevazione dei ricavi

Ricavi trasporto

I ricavi del trasporto di energia elettrica ai clienti del Mercato Libero, della Salvaguardia e della Maggior Tutela, sono rilevati secondo il principio della competenza e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata.

Attraverso la definizione di vincoli e tariffe obbligatorie, l'Autorità riconosce all'operatore della distribuzione il costo sostenuto per gli investimenti realizzati sulla rete, la relativa remunerazione in base ad un tasso di ritorno del capitale ritenuto congruo e le tempistiche con le quali tali importi saranno finanziariamente riconosciuti in tariffa.

Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, la quale sancisce il diritto al corrispettivo per l'operatore, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente, quale conseguenza della Delibera AEEGSI n. 654/2015. Per maggiori dettagli sulle novità introdotte da tale delibera, si rinvia a quanto commentato al paragrafo "Provvedimenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico", nella Relazione sulla gestione.

Perequazioni

I ricavi rilevati nell'esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione per competenza economica dei seguenti meccanismi regolatori previsti dal "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (TIT), per il periodo di regolazione 2016-2019":

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa obiettivo D1 per i clienti domestici);
- perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 le tariffe fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ai clienti domestici;
- perequazione dei costi di trasmissione, volto alla compensazione degli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

Inoltre, il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME), per il periodo 2016-2019" prevede il meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione. Tale meccanismo è volto a garantire la copertura dei ricavi ammessi (al fine di riconoscere alle imprese distributrici che hanno installato i misuratori elettronici la relativa remunerazione del capitale investito e delle quote di ammortamento) a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe obbligatorie fissate dall'AEEGSI.

Inoltre, la Deliberazione del 21 febbraio 2008 n.18/08 (modifiche al TIV) e s.m.i., nell'ambito del meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il servizio di Maggior Tutela, pone in capo ai distributori gli squilibri derivanti dalla "Perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard" (art. 13 *quinquies*); la Deliberazione n.377 del 23 Luglio 2015, ha aggiornato la normativa vigente attraverso la modifica dei fattori percentuali di perdita riconosciuti ai distributori e la distinzione tra coefficienti di perdita tecnica e commerciale.

Continuità del servizio

La Delibera n. 646/15 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, prevede, per il periodo 2016-2023, che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi annuali assegnati sulla durata cumulata e sul numero medio per utente delle interruzioni. Obiettivo di tale sistema di incentivazione è, in particolare, quello di promuovere il miglioramento della continuità del servizio a livello nazionale, riducendo le differenze territoriali a parità di grado di concentrazione e limitando il numero annuo delle interruzioni subite dagli utenti. Sono inoltre previsti indennizzi forfetari ai singoli utenti BT in caso di superamento degli standard specifici di continuità per interruzioni di durata superiore a 8 ore, per aree di alta concentrazione (Comuni con più di 50.000 abitanti), e 12 ore per tutte le altre aree. La regolazione dei clienti MT, invece, prevede indennizzi ai clienti che hanno adeguato i loro impianti elettrici a determinati requisiti tecnici indicati nella Delibera 646/15, altrimenti il distributore versa le penali al fondo "Qualità dei servizi elettrici" istituito presso AEEGSI. Questi indennizzi sono erogati al superamento di un numero massimo di interruzioni che AEEGSI considera compatibile con lo standard richiesto. Le penalità per il superamento degli stessi standard per le interruzioni occorse ai clienti MT che non hanno adeguato il loro impianto elettrico nelle modalità previste in Delibera saranno invece versate da ENEL al fondo di cui sopra.

E' possibile che a seguito di possibili controlli operati dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico sui dati di continuità del servizio forniti dalla Società, i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio, ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

Contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per TEE

Con Deliberazione n. 13/14 l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha stabilito un nuovo algoritmo per la determinazione del contributo tariffario correlandolo al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 Giugno di ogni anno, verrà definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato (t+1), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo è impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE. Il valore del contributo tariffario a preventivo per l'obbligo 2016 è stato fissato a 118,37 euro/TEE.

Applicando la formula del contributo definitivo utilizzando il prezzo medio degli scambi intervenuti sul mercato nel periodo intercorso tra giugno e dicembre 2016 (parte dell'anno d'obbligo 2016 che si concluderà a maggio 2017), il risultato sarebbe un contributo definitivo provvisorio pari a 165,00 €/TEE. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2017), per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2017.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della Società godono di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36.

In particolare, il valore recuperabile di un'attività non corrente si basa sulle stime e assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di attività non correnti abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e alla eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale.

Le stime dei fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non correnti è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Recupero futuro di imposte differite attive

Al 31 dicembre 2016 il bilancio comprende imposte differite attive, connesse alla rilevazione di componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte differite attive è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte differite attive rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto Economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

e-distribuzione S.p.A. è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi principalmente ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti della Società. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto Economico nell'esercizio di competenza.

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha altresì riguardato la valutazione di strumenti finanziari e la valutazione dell'obsolescenza di magazzino. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili utilizzati.

Giudizi del management

Applicazione dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nelle attività finanziarie, a seconda se - rispettivamente - il concessionario abbia diritto ad un corrispettivo da parte del cliente per il servizio fornito e/o abbia diritto a riceverlo dall'ente pubblico concedente.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se il concedente:

- controlla o regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per la Società, il *management* ha provveduto ad effettuare un'attenta analisi della concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica. Sulla base di tali analisi, le condizioni

applicative previste dall'interpretazione in esame non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo dell'infrastruttura.

Parti correlate

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione (Fopen e Fondenel), le società collegate di altre entità del gruppo, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché delle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, anche congiuntamente. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture

Per società controllate si intendono tutte le società di cui e-distribuzione S.p.A. ha il controllo. Il controllo è ottenuto quando la società è esposta, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

Per società collegate si intendono le società su cui e-distribuzione S.p.A. esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Per *joint venture* (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui e-distribuzione S.p.A. detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette della stessa. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Tali partecipazioni sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione ad una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto ed il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del Patrimonio Netto.

Conversione delle poste in valute

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto Economico.

Fair value measurement

Per tutte le valutazioni al *fair value* e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, la Società applica l'IFRS 13.

Il *fair value* rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (cosiddetto *exit price*).

La valutazione al *fair value* suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale la Società ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il *fair value* di un'attività o di una passività è determinato considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in una transazione per l'attività o la passività e motivati ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella *Fair value measurement* una società tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- per le attività non finanziarie si considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarlo nel suo massimo e miglior utilizzo;
- per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il *fair value* include l'effetto del c.d. non-performance risk, ossia il rischio che la società non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni;
- nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del *fair value* su base netta.

Nella *Fair value measurement* delle attività e delle passività, la Società utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il *fair value* stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, riferiti principalmente alla rete di distribuzione in concessione di Alta Tensione, Media Tensione e Bassa Tensione, sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione del valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato e dei costi interni capitalizzati relativi essenzialmente a personale e materiali.

Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura continuativa e duratura di energia elettrica sono rilevati al *fair value* alla data del trasferimento.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione ai principi contabili internazionali IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli beni materiali abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo affluiranno alla società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto Economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto Economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso. La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile
Fabbricati strumentali	40 anni
Linee di Alta Tensione	40 anni
Cabine Primarie	15-32-40 anni
Reti di Media e Bassa Tensione	30 anni
Contatori elettromeccanici	18 anni
Gruppi di misura bilancio energia	10 anni
Contatori elettronici	15 anni
Attrezzature	10 anni
Altri impianti e altri beni	2-5-10-17-20 anni

Inoltre, la vita utile delle migliorie su fabbricati di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto Economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

e-distribuzione S.p.A. è concessionaria del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; qualora, alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà procedere al riscatto delle infrastrutture, riconoscendo a e-distribuzione S.p.A. un equo indennizzo.

Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, mediando il valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto con la redditività degli stessi.

Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri dei beni presi in considerazione.

L'elemento patrimoniale sarà rappresentato dal costo di ricostruzione a nuovo degli impianti e delle altre infrastrutture oggetto del riscatto, al netto del degrado fisico e dell'obsolescenza tecnica.

Ai sensi dell'art.3, comma 2, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79 tale indennizzo per il riscatto sarà stabilito con regolamento del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Nell'espletamento del servizio e-distribuzione S.p.A. ha l'obiettivo di:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dalla competente Autorità di regolazione ai sensi dell'art.2, comma 12, lettera h) della Legge 481/1995, predisponendo le misure atte a garantire che siano soddisfatte tutte le ragionevoli esigenze degli utenti, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, e la parità di condizioni economiche e normative per ogni categoria di utenza;
- promuovere gli interventi volti a migliorare la qualità e i rendimenti del proprio sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in conformità agli indirizzi di politica industriale volti allo sviluppo dell'innovazione tecnologica;
- adottare tutti gli interventi volti al controllo ed alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- potenziare le azioni di assistenza, consulenza ed informazione rivolte agli utenti per favorire l'uso razionale dell'energia;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti, adottando le misure idonee a contenere le emissioni inquinanti, con la gradualità consentita dalla normativa vigente e dalle esigenze connesse alla funzionalità del servizio elettrico;
- destinare adeguate risorse ai fini della formazione e qualificazione professionale del personale, affinché esso risulti sempre perfettamente idoneo in rapporto alle diverse specializzazioni richieste per il corretto ed efficiente esercizio degli impianti e più in generale, per lo svolgimento delle attività oggetto della concessione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

Le attività immateriali, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri ed il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali è la seguente:

Attività immateriali	Vita utile
Diritti di brevetto industriale	3 anni
Licenze d'uso software	3-5 anni
Licenze d'uso SAP	5 anni
Sistema di gestione cartografica informatizzata reti	5 anni

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto Economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, delle attività immateriali e dell'avviamento, la società applica generalmente il criterio del valore d'uso.

Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa *cash generating unit* cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".

Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a conto economico, nella voce "Ammortamenti e impairment", nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti.

Il valore recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita utile indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dalla Società siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della *cash generating unit*, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

Lavori in corso su ordinazione

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi e i costi di commessa devono essere rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi, i costi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.

Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.

Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo *cost to cost*, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività.

Strumenti finanziari

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine a un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o a uno strumento rappresentativo di capitale per la controparte; sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e lo IAS 39.

Un'attività o passività finanziaria, è iscritta in bilancio quando, e solo quando, la Società diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (*trade date*).

Gli strumenti finanziari sono classificati in base allo IAS 39 come segue:

- attività e passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico (FVTPL);
- attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM);
- finanziamenti e crediti (L&R);
- attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS);
- passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto Economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* e fondi di investimento detenuti a scopo di negoziazione o designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Gli strumenti finanziari al *fair value* rilevato a conto economico sono attività e passività finanziarie:

- classificate come detenute per la negoziazione in quanto acquistate o sostenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
- designate al momento della rilevazione iniziale, ai sensi della facoltà prevista dallo IAS 39 (*fair value option*).

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value* e gli utili e le perdite successivi derivanti dalle variazioni del *fair value* sono rilevati a Conto Economico.

Attività finanziarie detenute sino alla scadenza

Questa categoria comprende attività finanziarie non derivate, aventi pagamenti fissi o determinabili e scadenze fisse, quotate in mercati attivi e non sono rappresentate da partecipazioni, per le quali la società ha l'intenzione e la capacità di mantenerle sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, comprendendo i costi di

transazione e successivamente, sono valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso d'interesse effettivo.

Finanziamenti e crediti

Questa categoria include principalmente crediti commerciali e altri crediti finanziari. Finanziamenti e crediti sono attività finanziarie non derivate con pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in un mercato attivo, diverse da quelle che la società intende vendere immediatamente o al breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e da quelle che la società, al momento della rilevazione iniziale, ha designato al *fair value* con rilevazione a Conto Economico o come disponibili per la vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, senza alcuno sconto se non è materiale.

Attività disponibili per la vendita

Questa categoria include principalmente i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza e le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "Attività finanziarie al *fair value* con imputazione a Conto Economico"). Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono attività finanziarie non derivate che sono designate come disponibili per la vendita o non sono classificate come finanziamenti e crediti, attività finanziarie detenute sino alla scadenza o attività finanziarie al *fair value* rilevato al conto economico.

Tali strumenti sono valutati al *fair value* con la rilevazione delle variazioni del *fair value* in contropartita al Patrimonio Netto nell'ambito delle altre componenti di conto economico complessivo (OCI).

Al momento della vendita, o nel momento in cui un'attività finanziaria disponibile per la vendita, mediante successivi acquisti, diventi una partecipazione in una società controllata, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a Patrimonio Netto, sono rilasciati a Conto Economico.

Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, tutte le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti (compresi i crediti commerciali) e le attività finanziarie detenute sino alla scadenza o disponibili per la vendita sono analizzate al fine di verificare se esiste una evidenza obiettiva che un'attività o un gruppo di attività finanziarie abbia subito una perdita di valore.

Una perdita di valore è rilevata se e solo se, tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività, che sono attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, ad esempio:

- la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
- una violazione del contratto, come un inadempimento o mancato pagamento degli interessi o del capitale;
- l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
- una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.

Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto Economico.

Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Se l'importo di una perdita di valore passata diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, allora la perdita di valore è riversata a Conto Economico.

Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come ad esempio, variazioni significative con un effetto negativo nell'ambiente tecnologico, di mercato, economico e legale.

Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del *fair value*, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la perdita di *fair value* precedentemente rilevata nelle altre componenti di conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a conto economico.

L'importo della perdita cumulata è determinata come differenza tra il costo di acquisizione e il *fair value* corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a conto economico. Le perdite di valore su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinate.

Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di impairment, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso attuale d'interesse per attività finanziarie similari. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'*impairment*.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e che sono soggetti ad un irrilevante rischio di variazione del loro valore.

Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario della Società, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Questa categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, passività per leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando la Società diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al *fair value* rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:

- il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "underlying", quale tasso d'interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
- che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile a fronte di cambiamenti delle condizioni di mercato;
- che è regolato ad una data futura.

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del *fair value* positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" e valutati al *fair value* rilevato a Conto Economico, ad eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul *hedge accounting*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 “Derivati e hedge accounting”.

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione, sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al *Fair value through Profit & Loss* (FVTPL) in quanto non si qualificano per l'*hedge accounting* e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione della Società di continuare a detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

Un derivato implicito (*embedded derivative*) è un derivato incluso un contratto “combinato” (il cosiddetto “strumento ibrido”) che contiene un altro contratto non derivato (il cosiddetto contratto ospite) e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato.

I principali contratti della Società che possono contenere derivati impliciti sono contratto di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole o opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

I contratti che non sono strumenti finanziari da valutare al *fair value* sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al *fair value* rilevato a conto economico;
- i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- un contratto separato con le stese condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel bilancio della Società al *fair value* rilevato a Conto Economico (ad eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano ad essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dalla società, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 (“*own use exemption*”) e quindi sono rilevati in base alle normali regole contabili di riferimento.

Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al *fair value* rilevato a conto economico solo se:

- sono regolabili al netto; e
- non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dalla Società.

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come “normale contratto di compravendita” se è stato sottoscritto:

- ai fini della consegna fisica;
- per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dalla Società.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;

- la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dell'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti ad uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. pass through test);
- la Società non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha ceduto il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Compensazione di attività e passività finanziarie

La Società compensa attività e passività finanziarie quando:

- esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

TFR e altri benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Con riferimento alle passività per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del conto economico complessivo (OCI), quando si verificano.

Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevate a Conto Economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (*past service cost*) è rilevato immediatamente a Conto Economico.

I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali la Società paga contributi fissi ad una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto Economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefits

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale che per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui la società non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e

- il momento in cui la società rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto Economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di immobili, impianti e macchinari il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto Economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), la Società rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempimento del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto Economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto Economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate ad incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto Economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto Economico.

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al *fair value*, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che la Società rispetterà tutte le condizioni previste dal governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico ad un tasso d'interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al *fair value* e il contributo pubblico è misurato come

differenza tra il valore contabile iniziale e i corrispettivi ricevuti. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto Economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui la Società rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando la Società riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo che il bene al *fair value* dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditate a Conto Economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dalla Società e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dalla Società, in nome e per conto proprio. Pertanto, in un rapporto di agenzia, i corrispettivi riscossi per conto terzi sono esclusi dai ricavi.

I ricavi sono valutati al *fair value* del corrispettivo ricevuto o ricevibile, tenendo conto del valore di eventuali sconti commerciali, resi e abbuoni concessi dalla Società.

Quando merci o servizi sono scambiati o barattati con merci o servizi che hanno natura e valore simili, lo scambio non è considerato come un'operazione che genera ricavi.

Più in particolare, secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- i ricavi per trasporto di energia elettrica si riferiscono ai quantitativi trasportati nel periodo, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Dalla lettura dei contatori a consuntivo, storicamente non si sono registrate variazioni significative. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i ricavi ammessi previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
- i ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica, monetari e in natura, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se il servizio reso è identificato. Se più di un servizio viene separatamente individuato, il *fair value* del corrispettivo totale ricevuto o ricevibile è ripartito per ciascun servizio, e i ricavi relativi ai servizi erogati nel periodo sono coerentemente rilevati; in particolare, se viene identificato un servizio continuativo (servizio di distribuzione di energia elettrica), il periodo per il quale devono essere rilevati i ricavi per tale servizio è generalmente determinato in base ai termini dell'accordo con il cliente, ovvero, se l'accordo non stabilisce un periodo specifico, i ricavi sono rilevati nell'arco di un periodo non superiore alla vita utile del bene trasferito dai clienti;
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- i ricavi maturati nel periodo relativi a lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*), in base al quale i costi, i ricavi ed il relativo margine sono riconosciuti in base all'avanzamento dell'attività produttiva. Lo stato avanzamento lavori è determinato in funzione del rapporto tra i costi sostenuti alla data di valutazione ed i costi complessivi attesi sulla commessa. I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi

contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi ed il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e se questi possono essere determinati con attendibilità. Sono inoltre rettificati per effetto delle penalità derivanti da ritardi causati dalla Società.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a conto economico sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso d'interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso d'interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario oppure, ove opportuno un periodo più breve al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno alla società e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di *fair value* di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Oneri per certificati di efficienza energetica

Gli oneri sostenuti per l'ottenimento dei certificati di efficienza energetica, utilizzati per l'adempimento della *compliance* dell'esercizio, sono rilevati tra gli "Altri costi operativi".

I costi sostenuti per l'acquisto sono sospesi dal Conto Economico, relativamente alla quota di certificati di efficienza energetica non destinati ad essere utilizzati per l'adempimento dell'obbligo del periodo, e rilevati nell'ambito delle altre attività correnti o non correnti (risconti attivi).

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "Debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "Crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto Economico, ad eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a Patrimonio Netto.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86 – art.117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", nell'esercizio 2013 e-distribuzione S.p.A. ha rinnovato con la controllante Enel S.p.A. l'accordo relativo all'esercizio congiunto dell'opzione per il regime "Consolidato Fiscale Nazionale" per il triennio 2013-2015, definendo tutti i reciproci obblighi e responsabilità (cd. "Regolamento").

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili agli investimenti in società controllate, collegate e *joint venture*, quando la Società è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate ad ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto Economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto Economico che sono riconosciute direttamente a Patrimonio Netto.

Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili alla Controllante Enel S.p.A. sono rappresentati come movimento del Patrimonio Netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

3. Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2016

La società ha adottato la seguente interpretazione e le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2016:

- > "Modifiche allo IAS 1: *Iniziativa di informativa*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle *disclosure* del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:
 - materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
 - disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;
 - struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. E' stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;

- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di conto economico complessivo.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > "Modifiche allo IAS 19 – *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*", emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell'ambito di un piano a benefici definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del *service cost*:
 - o lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l'ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
 - o nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l'ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > "Modifiche allo IAS 27 – *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*", emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'*equity method* nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relative alle cosiddette *investment entity*; in particolare è stato chiarito che quando una società cessa di essere una *investment entity*, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una *investment entity*, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al *fair value through profit or loss* secondo quanto previsto dall'IFRS 9.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio in quanto la Società non ha adottato l'opzione di utilizzo dell'*equity method*.

- > "Modifiche all'IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 - *Entità d'investimento: applicazione dell'eccezione di consolidamento*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispose un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una *investment entity* che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al *fair value*), l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una *investment entity* che sono a loro volta qualificate come *investment entity*. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come *investment entity*, deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una *investment entity*. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una *investment entity*, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al *fair value* applicata dalle collegate o joint venture, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > "Modifiche all'IFRS 11 – *Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in joint operation*", emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS ad eccezione di quei principi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al *fair value* le attività e passività identificabili; rilevare

a conto economico i relativi costi di acquisizione (ad eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 – *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*”, emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (cosiddetto revenue-based method). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:
 - o l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
 - o può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriali sono altamente correlati.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

“Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 41 – *Piante fruttifere*”, emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di “piante fruttifere” (cosiddette bearer plants), quali ad esempio gli alberi da frutta, che ora rientreranno nell'ambito di applicazione dello IAS 16 Immobili, impianti e macchinari e che conseguentemente saranno soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore (cosiddetto *revaluation model*). I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali ad esempio la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello IAS 41 Agricoltura.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010 – 2012”, emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente bilancio di esercizio. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 2 – *Pagamenti basati sulle azioni*”; la modifica separa le definizioni di “*performance condition*” e “*service condition*” dalla definizione di “*vesting condition*” al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara.
 - “IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*”; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale *contingent consideration* pattuita nell'ambito di una *business combination*. In particolare, la modifica chiarisce che se la *contingent consideration* non rappresenta uno strumento di capitale, deve essere classificata come attività/passività finanziaria (nell'ambito applicativo dello IAS 39) o come attività/passività non finanziaria. In entrambi i casi la *contingent consideration* è valutata al *fair value* e le relative variazioni sono rilevate a conto economico.
 - “IFRS 8 – *Settori operativi*”; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di capire i giudizi del *management* circa l'aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell'attivo dei settori operativi e il totale dell'attivo del Gruppo è richiesta solo se fornita periodicamente al *management*.

- “IAS 16 – *Immobili, impianti e macchinari*”; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore contabile “lordo” è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell’asset. Inoltre, viene chiarito che l’ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile “lordo” ed il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.
- “IAS 24 – *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*”; la modifica chiarisce che una *management entity*, ossia un’entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell’ambito dell’informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre i costi per servizi pagati o pagabili alla *management entity*, anche le altre transazioni con la stessa *entity*, quali ad esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che, se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l’informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla *management entity* a tali dirigenti.
- “IAS 38 – *Attività immateriale*”; la modifica chiarisce che quando un’attività immateriale è rivalutata, il suo valore contabile “lordo” è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell’attività. Inoltre, viene chiarito che l’ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile “lordo” ed il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010 – 2012” ha modificato, inoltre, le Basis for Conclusion del principio “IFRS 13 – Valutazione del fair value” per chiarire che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso d’interesse da applicare all’importo in fattura possono essere ancora valutati senza attualizzazione, se l’effetto di tale attualizzazione non è materiale.

- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012 – 2014”, emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presene bilancio di esercizio. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 5 – *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*”; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un’attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l’interruzione dell’applicazione delle previsioni dell’IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione.
 - “IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*”; relativamente alle *disclosure* da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l’intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della *disclosure*, un contratto di *servicing*, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica *disclosure*. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le *disclosure* relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici.
 - “IAS 19 – *Benefici per i dipendenti*”; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l’obbligazione è espressa e

non della valuta del paese in cui l'obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

- “IAS 34 – *Bilanci intermedi*”; la modifica prevede che le *disclosure* richieste per le situazioni infrannuali devono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per esempio la relazione degli amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio.

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2016:

- > *IFRS 9 – Financial instruments*”, emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement e supera tutte le precedenti versioni. Il principio è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018 ed è consentita l'applicazione anticipata, dopo il relativo endorsement.

La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'*impairment* e all'*hedge accounting*.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l'IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui, le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l'attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l'attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al *fair value through other comprehensive income* (FVTOCI) sono detenute con l'obiettivo sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e ad OCI il *fair value* dell'attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al *fair value through profit or loss* (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due *business model* di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo *fair value*.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l'IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al *fair value through profit or loss*, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al *fair value* rilevato a conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di *fair value* dovute all'*own credit risk* deve essere rilevata ad OCI anziché a conto economico. E' consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di *impairment* basato sulle “*incurred credit losses*” aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell’evidenza del manifestarsi di un *trigger event*, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle “*expected credit losses*”.

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l’applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l’aggiornamento dell’ammontare delle stesse ad ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
- c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
- d) il miglioramento delle disclosures sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L’IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l’obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principles-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eleggibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer components e alle esposizioni aggregate (i.e. una combinazione di un’esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39, riguardano la possibilità di differire il time value di un’opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. “costi di hedging”) nell’OCI fino al momento in cui l’elemento coperto impatta il conto economico. L’IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l’IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse (“macro hedge accounting”) in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*.

I potenziali impatti della futura applicazione di tale principio sono ancora in fase di valutazione.

- > “*IFRS 14 – Regulatory Deferral Accounts*”, emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti principi adottati (es.: principi locali), in sede di prima adozione degli International Financial Reporting Standards. Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all’IFRS 14 se i principi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti principi contabili. La Commissione Europea ha deciso di non avviare il processo di omologazione di questo standard ma di attendere la finalizzazione del più ampio progetto relativo alle Rate-regulated activities.
- > “*IFRS 15 – Ricavi provenienti da contratti con i clienti*”, emesso a maggio 2014, inclusivo delle “*Modifiche all’IFRS 15: data di entrata in vigore dell’IFRS 15*”, emesse a settembre 2015. Il nuovo standard sostituirà “IAS 11 – Lavori su ordinazione”, “IAS 18 – Ricavi”, “IFRIC 13 – Programmi di fidelizzazione della clientela”, “IFRIC 15 – Accordi per la costruzione di immobili”, “IFRIC 18 – Cessioni di attività da parte della clientela”, “SIC 31 Ricavi – Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari” e si applicherà a tutti i contratti con i

clienti, ad eccezione di alcune esclusioni (ad esempio, contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari, ecc.). Il nuovo principio introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi basato sul seguente principio fondamentale: rilevazione dei ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Questo principio fondamentale verrà applicato utilizzando un modello costituito da 5 fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio (step 5).

L'IFRS 15 include anche una serie di note di commento che dovrebbero fornire un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti. Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1 gennaio 2018. La Società sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > *"Clarification to IFRS 15 Revenue from contracts with customers"*, emesso ad aprile 2016, introduce delle modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi disussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L'obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell'IFRS 15 senza alterare i principi cardine dello standard. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dal 1° gennaio 2018.
- > *"IFRS 16 – Leases"*, emesso a gennaio 2016, sostituisce il precedente standard sui leasing, lo IAS 17 e le relative interpretazioni, individua i criteri per la rilevazione, la misurazione e la presentazione nonché l'informativa da fornire con riferimento ai contratti di leasing per entrambe le parti, il locatore ed il locatario. Sebbene l'IFRS 16, non modifichi la definizione di contratto di leasing fornita dallo IAS 17, la principale novità è rappresentata dall'introduzione del concetto di controllo all'interno della definizione. In particolare, per determinare se un contratto rappresenta o meno un leasing, l'IFRS 16 richiede di verificare se il locatario abbia o meno il diritto di controllare l'utilizzo di una determinata attività per un determinato periodo di tempo. L'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing quali operativi o finanziari, come richiesto dallo IAS 17, introducendo un unico metodo di rilevazione contabile per i tutti i contratti di leasing. Sulla base di tale nuovo modello, il locatario deve rilevare:
 - a) nello stato patrimoniale, le attività e le passività per tutti i contratti di leasing che abbiano una durata superiore ai 12 mesi, a meno che l'attività sottostante abbia un modico valore; e
 - b) a conto economico, gli ammortamenti delle attività relative ai leasing separatamente dagli interessi relativi alle connesse passività.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 replica, sostanzialmente, i requisiti di rilevazione contabili previsti dallo IAS 17. Pertanto, il locatore dovrà continuare a classificare e a rilevare, differentemente, i leasing in bilancio a seconda della loro natura (operativa o finanziaria). Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.

- > *"Amendments to IAS 7: Disclosure Initiative"*, emesso a gennaio 2016. Le modifiche si applicano alle passività e alle attività derivanti dall'attività di finanziamento, definite come quelle passività e attività i cui flussi di cassa sono stati o saranno classificati nel rendiconto finanziario nel "cash flow da attività di

finanziamento". Le modifiche richiedono una *disclosure* delle variazioni di tali passività/attività distinguendo le variazioni monetarie da quelle non monetarie (i.e. scostamenti derivanti dall'effetto della variazione dei tassi di cambio e delle variazioni di fair value). Lo IASB suggerisce di fornire tale informativa in una tabella di riconciliazione tra i saldi di inizio periodo e quelli di fine periodo di tali passività/attività. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. La Società non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IAS 12- *Recognition of deferred tax assets for unrealised losses*", emesso a gennaio 2016, forniscono chiarimenti sulle modalità di rilevazione delle imposte anticipate relative a strumenti di debito valutati al *fair value*. Più direttamente, le modifiche chiariscono i requisiti per la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento a perdite non realizzate, al fine di eliminare le diversità nella prassi contabile. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. E' consentita un'applicazione anticipata. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.
- > "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*", emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset ad una joint venture o ad una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali". In particolare se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevata integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un *business*, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della *joint venture*, che rappresentano le controparti della transazione. L'EFRAG ha raccomandato la Commissione Europea di posticipare il processo di omologazione delle modifiche in oggetto finché non sarà completato il progetto dello IASB sull'eliminazione degli utili e delle perdite derivanti dalle transazioni tra una società e le sue collegate o joint venture.
- > "Amendments to IFRS 2: *Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions*", emesso a giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il fair value di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (ad es.: un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione, ignorando invece le condizioni di permanenza in servizio e le condizioni di conseguimento dei risultati diverse da quelle di mercato;
 - chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d'acconto dovrebbero essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d'acconto);
 - forniscono delle previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l'emissione di azioni.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. La società non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IFRS 4: *Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts*", emesso a settembre 2016. Le modifiche:
 - permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all'assicurazione di posticipare l'applicazione dell'IFRS 9 sino al 2021 ("temporary exemption"); e
 - attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l'opzione di rilevare nelle altre componenti di conto economico (OCI), piuttosto che a conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall'applicazione dell'IFRS 9 ("overlay approach").

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.
- > "IFRIC 22 - *Foreign currency transactions and advance consideration*", emesso a dicembre 2016; l'interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un'attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell'operazione è quella nella quale la società rileva l'eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.
- > "Amendments to IAS 40: *Transfers of investment property*", emesso a dicembre 2016; le modifiche chiariscono che i trasferimenti a o da, investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d'uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d'uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. La società non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > "*Annual improvements to IFRSs 2014 – 2016 cycle*", emesso a dicembre 2016; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per la Società. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 1 – Prima adozione degli International Financial Reporting Standards"; le modifiche hanno eliminato le "esenzioni dagli IFRS applicabili a breve" inerenti la transizione all'IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10. Tali previsioni relative alla transizione erano disponibili per passati esercizi contabili e pertanto, ora, non sono più applicabili. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.
 - "IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità"; le modifiche chiariscono che le previsioni circa l'informativa richiesta dall'IFRS 12, ad eccezione del riepilogo dei dati economico-finanziari, sono applicabili anche alle partecipazioni in imprese classificate come disponibili per la vendita. Prima di tali modifiche, non era chiaro se le disposizioni dell'IFRS 12 erano applicabili a tali partecipazioni. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente.
 - "IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint venture"; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa ad una società d'investimento (o un fondo comune, fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al *fair value* rilevato a conto economico è disponibile, alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione. Simili chiarimenti sono stati effettuati per le società che non sono entità di investimento e

che, quando applicano il metodo del patrimonio netto, scelgono di mantenere la valutazione al *fair value* rilevato a conto economico effettuata dalle entità di investimento che rappresentano proprie partecipazioni in società collegate o joint venture. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.

Informazioni sul Conto Economico

4. Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 6.678.253 migliaia

I ricavi delle vendite e delle prestazioni risultano così articolati:

<i>Migliaia di euro</i>				
	2016	2015	2016-2015	
Ricavi trasporto energia elettrica:	6.067.785	6.811.725	(743.940)	(11%)
<i>Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)</i>	2.420.821	3.000.426	(579.605)	(19%)
<i>Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)</i>	3.510.780	3.661.460	(150.680)	(4%)
<i>Perequazioni</i>	60.757	43.254	17.503	40%
<i>Perequazioni trasporto energia</i>	60.757	43.254	17.503	40%
<i>Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:</i>	75.427	106.585	(31.158)	(29%)
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	72.369	64.551	7.818	12%
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>	3.058	42.034	(38.976)	(93%)
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico	5.076	66.974	(61.898)	(92%)
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	389.996	383.367	6.629	2%
<i>di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori (terzi)</i>	197.269	192.416	4.853	3%
<i>di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori (gruppo)</i>	192.727	190.951	1.776	1%
Lavori in corso su ordinazione:	18.750	21.542	(2.792)	(13%)
<i>Lavori in corso su ordinazione (gruppo)</i>	7.237	-	7.237	100%
<i>Lavori in corso su ordinazione (terzi)</i>	11.513	21.542	(10.029)	(47%)
Altre vendite e prestazioni:	196.646	156.340	40.306	26%
<i>Altre vendite e prestazioni (terzi)</i>	72.665	52.485	20.180	38%
<i>Altre vendite e prestazioni (gruppo)</i>	123.981	103.855	20.126	19%
Totale	6.678.253	7.439.948	(761.695)	(10%)

I ricavi da trasporto energia, complessivamente pari a euro 6.067.785 migliaia, accolgono sia i ricavi per il servizio di trasporto ai clienti del mercato della Maggior Tutela, sia i ricavi per il servizio di trasporto ai clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.

I ricavi da trasporto energia si riferiscono per euro 3.510.780 migliaia ai ricavi verso le altre società del gruppo, di cui euro 1.189.294 migliaia verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia e euro 2.319.795 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex. Enel Servizio Elettrico S.p.A.) per il trasporto al mercato della Maggior Tutela.

I ricavi da trasporto energia riflettono il valore netto dei meccanismi di perequazione, pari a euro 60.757 migliaia (euro 43.254 migliaia al 31 dicembre 2015), derivanti:

- per euro 29.519 migliaia, dall'applicazione del meccanismo di perequazione dei ricavi dei clienti domestici (euro 61.617 migliaia al 31 dicembre 2015);
- per euro 26.141 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione (euro 10.313 migliaia al 31 dicembre 2015);
- per euro (14.705) migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Misura (euro (14.998) al 31 dicembre 2015);
- per euro 17.349 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Usi Propri, (euro 18.928 al 31 dicembre 2015);

- per euro 2.453 migliaia, dall'applicazione del meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione (pari a euro (1.055) migliaia al 31 dicembre 2015).

In particolare, il decremento dei ricavi per il servizio di trasporto energia dell'esercizio, comprensivi delle perequazioni, pari a euro 712.782 migliaia, si riferisce principalmente ai fenomeni di seguito evidenziati:

- effetto negativo, pari a euro 418.263 migliaia, derivante dall'iscrizione dei ricavi di competenza derivanti dalla modifica del *lag regolatorio* normato con Deliberazione AEEGSI n. 654/15 (in particolare l'importo di euro 556.817 iscritto nel 2015 era riferibile per euro 457.466 migliaia ad investimenti realizzati in esercizi precedenti l'entrata in vigore della Deliberazione AEEGSI 654/15);
- dall'effetto negativo, pari ad euro 297.094 migliaia, derivante dalla riduzione delle tariffe di distribuzione a seguito della Deliberazione AEEGSI n. 654/15;
- dall'effetto negativo, pari ad euro 33.933 migliaia, derivante dalla riduzione delle tariffe di trasmissione in seguito alla Deliberazione AEEGSI n. 655/14;

La riduzione dei ricavi per il servizio di trasporto energia degli esercizi precedenti, pari a euro 31.158 migliaia deriva essenzialmente dalla variazione negativa delle rettifiche relative agli anni precedenti verso le società del Gruppo Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (già Enel Servizio Elettrico S.p.A.), pari a euro 24.657 migliaia, e Enel Energia S.p.A., pari a euro 5.768 migliaia;

Il contributo da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) per i rimborsi previsti a copertura dei mancati incassi dai clienti delle componenti versate alla CSEA è stato abolito, e sostituito dal rafforzamento del sistema di garanzie richieste nell'ambito del contratto di trasporto, a partire dal 1° gennaio 2016 con Deliberazione AEEGSI n. 268/15 (Codice di Rete). L'importo di euro 5.076 migliaia, si riferisce esclusivamente a sopravvenienze relative all'esercizio precedente.

L'incremento dei contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, pari complessivamente a euro 6.629 migliaia, è conseguenza dell'incremento dei contributi di connessione ricevuti dai clienti finali, pari a euro 10.538 migliaia, parzialmente compensati della diminuzione dei contributi di connessione dei produttori, pari a euro 3.909 migliaia.

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 18.750 migliaia (euro 21.542 migliaia al 31 dicembre 2015), si riferiscono essenzialmente:

- alle prestazioni di servizi previste dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" effettuate nei confronti della società del Gruppo OpEn Fiber S.p.A. per consentire le attività di posa della fibra ottica, per euro 7.237 migliaia;
- ai ricavi conseguiti relativamente al contratto stipulato a fine 2014 con E.ON Moldova Distributie S.A. per la realizzazione di un impianto di "smart metering" in Romania, per euro 5.890 migliaia (euro 9.216 migliaia al 31 dicembre 2015);
- ai ricavi connessi ai contratti quadro per la realizzazione di collegamenti in fibra ottica su infrastrutture elettriche esistenti, stipulati negli anni 2013 e 2014 con alcuni operatori delle telecomunicazioni, pari a euro 3.708 migliaia (euro 8.929 migliaia al 31 dicembre 2015).

Si evidenzia che le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a euro 72.665 migliaia (euro 52.485 migliaia al 31 dicembre 2015), si riferiscono per euro 21.290 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 24.697 migliaia

al 31 dicembre 2015), per euro 40.894 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 19.038 migliaia al 31 dicembre 2015) e per euro 2.440 migliaia (euro 2.435 migliaia al 31 dicembre 2015) ai ricavi per servizi connessi alla rete di trasmissione di Terna S.p.A..

Le altre vendite e prestazioni verso altre società del gruppo, pari a 123.981 migliaia (euro 103.855 migliaia al 31 dicembre 2015), si riferiscono per euro 104.755 migliaia (euro 94.672 migliaia al 31 dicembre 2015) ai ricavi verso Endesa Distribución Eléctrica per la vendita dei contatori elettronici e servizi correlati e per euro 6.587 migliaia (euro 2.950 migliaia al 31 dicembre 2015) ai ricavi verso Enel Distributie Muntenia SA, Enel Distributie Banat SA ed Enel Distributie Dobrogea SA per la vendita di materiali e prestazioni di servizi.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica:

Migliaia di euro		
	2016	2015
Italia	6.548.313	7.325.558
Spagna	111.365	101.583
Romania	8.514	3.385
Cina	870	2.605
Altri	9.191	6.817
Totale	6.678.253	7.439.948

5. Altri ricavi – Euro 569.816 migliaia

Il dettaglio degli altri ricavi e proventi è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Contributi in conto impianti:	13.730	12.839	891	7%
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	13.730	12.839	891	7%
Plusvalenze da alienazione:	3.059	2.029	1.030	51%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	3.059	2.029	1.030	51%
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	9.352	26.681	(17.329)	(65%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	9.083	26.113	(17.030)	(65%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo)	269	568	(299)	(53%)
Ricavi da vendita Titoli Efficienza Energetica:	289	525	(236)	(45%)
Ricavi da vendita Titoli Efficienza Energetica (terzi)	289	525	(236)	(45%)
Rimborsi da clienti:	1.006	590	416	71%
Rimborsi da clienti (terzi)	1.006	590	416	71%
Personale distaccato:	2.106	2.139	(33)	(2%)
Personale distaccato (gruppo)	2.106	2.139	(33)	(2%)
Canoni e locazioni varie:	7.420	9.624	(2.204)	(23%)
Canoni e locazioni varie (terzi)	7.409	9.615	(2.206)	(23%)
Canoni e locazioni varie (gruppo)	11	9	2	22%
Vendita materiali	752	1.234	(482)	(39%)
Penalità e altre rettifiche da fornitori	5.327	5.231	96	2%
Premio continuità del servizio	51.514	71.102	(19.588)	-
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	452.075	320.048	132.027	41%
Altri ricavi e proventi diversi:	23.186	35.782	(12.596)	(35%)
Altri ricavi e proventi diversi (terzi)	12.651	31.249	(18.598)	(60%)
Altri ricavi e proventi diversi (gruppo)	10.535	4.533	6.002	132%
Totale	569.816	487.824	81.992	17%

I ricavi per i contributi ricevuti da organismi comunitari, dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e per elettrificazione rurale.

L'incremento dei ricavi per contributi, pari a euro 891 migliaia, si riferisce essenzialmente ai contributi relative alle Convenzioni con il MISE per lo sviluppo ed il potenziamento delle reti MT (euro 1.365 migliaia).

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 9.352 migliaia (euro 26.681 migliaia al 31 dicembre 2015), accolgono essenzialmente gli importi dei rimborsi assicurativi ricevuti a fronte del danneggiamento degli impianti. La riduzione si riferisce essenzialmente all'ottenimento, nel precedente esercizio, dei risarcimenti assicurativi per danni a impianti derivanti da eventi atmosferici avvenuti nel 2012.

I ricavi da vendita di Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 289 migliaia, si riferiscono alla vendita dei TEE, a terzi attraverso il GME. Al 31 dicembre 2015 si riferivano essenzialmente alla vendita di Titoli di Efficienza Energetica alla società Italgas S.p.A.

I rimborsi da clienti si riferiscono essenzialmente ai rimborsi effettuati da clienti morosi per spese di riattivazione impianti ed alle restituzioni di spese di esazione e relative alla segnalazione di solleciti di pagamento.

I ricavi per personale distaccato si riferiscono essenzialmente ai distacchi presso le società del Gruppo Endesa SA, pari a euro 848 migliaia (euro 1.172 migliaia al 31 dicembre 2015), Enel Energia S.p.A, pari a euro 569 migliaia,

OpEn Fiber S.p.A., pari a euro 258 migliaia, ed Enel Romania SA pari a euro 126 migliaia (euro 546 migliaia al 31 dicembre 2015).

I canoni e locazioni si riferiscono essenzialmente alla locazione, all'affitto e al noleggio a terzi di beni immobili e mobili di proprietà della Società.

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2016 (euro 43.500 migliaia) determinata dalla società stessa sulla base della normativa vigente in materia (Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023 - Deliberazione n. 646/15), e l'integrazione (euro 3.155 migliaia) del premio relativo all'esercizio 2015 determinata a seguito della Deliberazione AEEGSI n. 685/16 del 24 novembre 2016.

Al 31 dicembre 2015 il valore del premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante ad e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2014 (euro 70.000 migliaia) e l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2014 (euro 1.102 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione AEEGSI n. 534/15 del 12 novembre 2015.

Si rinvia alla Nota di commento n.10 per l'analisi dei costi per penali e indennizzi sulla continuità del servizio.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 452.075 migliaia (euro 320.048 migliaia al 31 dicembre 2015), si riferiscono ai Titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2016 per la copertura dell'inadempienza dell'84% dell'obbligo del 2014, del 60% dell'obbligo del 2015 e di parte dell'obbligo del 2016. Al 31 dicembre 2015 si riferiscono ai contributi relativi alla copertura dell'inadempienza dell'obbligo di efficienza energetica dell'esercizio 2013 e per la copertura del 56% dell'obbligo del 2014 e di parte dell'obbligo del 2015. L'incremento pari a euro 132.027 migliaia deriva dal maggiore contributo unitario del periodo e in misura inferiore al maggior volume di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

6. Materie prime e materiali di consumo – Euro 488.949 migliaia

Il dettaglio delle materie prime e materiali di consumo è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Acquisto energia:	16.969	12.745	4.224	33%
Acquisto energia (gruppo)	17.349	18.928	(1.579)	(8%)
Acquisto energia esercizi precedenti:	(380)	(6.183)	5.803	(94%)
Acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	(389)	(6.143)	5.754	(94%)
Acquisto energia esercizi precedenti (terzi)	9	(40)	49	(122%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	484.368	441.886	42.482	10%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	484.348	441.869	42.479	10%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	20	17	3	18%
Variazione rimanenze materiali	(12.388)	(32.890)	20.502	(62%)
Totale	488.949	421.741	67.208	16%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(296.473)</i>	<i>(253.318)</i>	<i>(43.155)</i>	<i>17%</i>

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 16.960 migliaia (euro 12.785 migliaia al 31 dicembre 2015), comprensivi della sopravvenienza attiva riferita all'esercizio 2015, pari a euro 389 migliaia, si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

Il costo di acquisto di materiali e apparecchi vari, compresa la variazione delle rimanenze, si riferisce all'acquisto di trasformatori, sostegni, cavi, misuratori ed altri materiali. L'incremento deriva sia dagli acquisti di materiali per la vendita a terzi sia dagli acquisti di materiali destinati agli investimenti effettuati sulle reti di distribuzione.

7. Servizi – Euro 2.215.759 migliaia

Il dettaglio dei costi per servizi è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Trasporto energia elettrica:	1.494.204	1.547.010	(52.806)	(3%)
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.487.833	1.521.694	(33.861)	(2%)
Trasporto energia elettrica (gruppo)	12	1	11	100%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	6.359	25.310	(18.951)	(75%)
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)	-	5	(5)	(100%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	107.544	139.303	(31.759)	(23%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	30.475	38.830	(8.355)	(22%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	77.069	100.473	(23.404)	(23%)
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	154.841	187.370	(32.529)	(17%)
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	154.841	187.370	(32.529)	(17%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	63.980	66.700	(2.720)	(4%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.479	1.875	(396)	(21%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	62.501	64.825	(2.324)	(4%)
Assistenza, consulenza e altre prestazioni da società controllante	52.519	44.183	8.336	19%
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	37.233	41.692	(4.459)	(11%)
Provvigioni e commissioni	1.695	1.459	236	16%
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	29.796	31.826	(2.030)	(6%)
Costi per assicurazioni:	28.819	30.974	(2.155)	(7%)
Costi per assicurazioni (terzi)	23.217	25.131	(1.914)	(8%)
Costi per assicurazioni (gruppo)	5.602	5.843	(241)	(4%)
Servizi e altre spese connesse al personale	8.572	7.349	1.223	17%
Prestazioni professionali e tecniche	23.848	16.415	7.433	45%
Servizi di ristorazione (gruppo)	23.966	24.060	(94)	-
Servizi commerciali e altri servizi da Servizio Elettrico Nazionale SpA	1.050	2.000	(950)	(48%)
Personale distaccato (gruppo)	82	1.003	(921)	(92%)
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	23.977	17.881	6.096	34%
Altri costi per servizi:	57.284	54.367	2.917	5%
Altri costi per servizi (terzi)	25.018	25.816	(798)	(3%)
Altri costi per servizi (gruppo)	32.266	28.551	3.715	13%
Costi per godimento beni di terzi				
Affitti e locazioni:	51.126	50.360	766	2%
Affitti e locazioni (terzi)	12.901	11.895	1.006	8%
Affitti e locazioni (gruppo)	38.225	38.465	(240)	(1%)
Canoni di noleggio:	24.698	27.733	(3.035)	(11%)
Canoni di noleggio (terzi)	24.348	28.377	(4.029)	(14%)
Canoni di noleggio (gruppo)	350	(644)	994	(154%)
Altri affitti e locazioni (terzi)	2.591	4.331	(1.740)	(40%)
Altri canoni e costi (terzi)	27.934	28.094	(160)	(1%)
Totale	2.215.759	2.324.110	(108.351)	(5%)
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(14.207)</i>	<i>(15.452)</i>	<i>1.245</i>	<i>(8%)</i>

I costi per trasporto energia elettrica verso terzi si riferiscono al costo verso Terna S.p.A. per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.

Il decremento dei costi per trasporto energia deriva essenzialmente dall'aggiornamento della componente CTR da riconoscere a Terna S.p.A. in seguito a quanto definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 654/15 "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023".

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 154.841 migliaia (euro 187.370 migliaia al 31 dicembre 2015), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, ispezioni e verifiche periodiche agli impianti, ecc).

La riduzione è riconducibile essenzialmente agli oneri rilevati nel 2015 relativamente all'emergenza maltempo.

I costi per servizi commerciali ed altri servizi da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. si riferiscono ai servizi prestati, a partire dal 1° gennaio 2008, nell'ambito del contratto stipulato tra le società per la prestazione dei servizi commerciali e del servizio di connessione. La riduzione del costo si riferisce alla ridefinizione del perimetro di attività svolte da Servizio Elettrico Nazionale.

Gli accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri sono relativi soprattutto alle franchigie assicurative e alle passività associate a contenziosi di natura contrattuale o inerenti l'esercizio degli impianti che coinvolgono la Società, il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile.

I costi per servizi verso società del Gruppo accolgono essenzialmente i servizi accentrati (affari istituzionali, legale, personale e organizzazione, ecc.) e di comunicazione istituzionale.

I costi per servizi e godimento beni verso società del gruppo relativi alle spese telefoniche, postali e servizi informatici, all'amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti, alla vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, ai servizi di ristorazione, agli affitti e locazioni e ai canoni di noleggio, sono prestati da Enel Italia S.r.l.

8. Costo del personale – Euro 1.060.346 migliaia

Nel prospetto seguente è riportato il dettaglio del costo del personale:

Migliaia di euro	Note	2016	2015	2016-2015	
Salari e stipendi		745.962	756.519	(10.557)	(1%)
Oneri sociali		237.637	240.658	(3.021)	(1%)
Benefici successivi al rapporto di lavoro	36	47.770	(646.226)	693.996	(107%)
Altri benefici a lungo termine	36	4.162	4.652	(490)	(11%)
Altri costi	37	16.765	659.481	(642.716)	(97%)
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	37	8.050	2.097	5.953	284%
Totale		1.060.346	1.017.181	43.165	4%
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(279.558)</i>	<i>(285.590)</i>	<i>6.032</i>	<i>(2%)</i>

La voce “Benefici successivi al rapporto di lavoro” include i piani a benefici definiti e i piani a contributi definiti. In maggior dettaglio, il costo per i piani a contributi definiti ammonta a euro 42.695 migliaia (euro 43.106 migliaia al 31 dicembre 2015) riconducibili essenzialmente al Trattamento di Fine Rapporto. L’incremento dei costi per “Benefici successivi al rapporto di lavoro” deriva essenzialmente dal rilascio di euro 671.933 migliaia avvenuto nel 2015 in seguito all’eliminazione del beneficio “Sconto Energia” sostituito per gli aventi diritto, a decorrere dal 1° gennaio 2016, dalla corresponsione di un importo “una tantum”.

La voce “Altri costi” include essenzialmente l’onere per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro in nesso all’accantonamento effettuato al fondo incentivo all’esodo effettuato nell’esercizio, in applicazione delle disposizioni previste dall’art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. Legge Fornero), per un ammontare pari complessivamente a euro 3.640 migliaia (euro 648.777 migliaia nel 2015) e il rilascio della passività rilevata nel 2015, per un ammontare pari a euro 13.266 migliaia.

Gli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso sono relativi a passività associate a contenziosi relativi al personale o in materia di lavoro della Società il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile.

L’incremento degli accantonamenti al Fondo vertenze e contenzioso deriva in prevalenza dallo stanziamento dell’onere ritenuto probabile conseguente l’avviso di addebito notificato alla società dall’INPS nel mese di dicembre 2016.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 37 “Fondi per rischi e oneri”.

La consistenza del personale al 31 dicembre 2016 è pari a 16.383 unità e ha evidenziato un decremento di 295 unità. Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo “Risorse umane” della Relazione sulla gestione.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media del personale per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2016.

	Consistenza media			Consistenza
	2016	2015	2016-2015	al 31 dicembre 2016
Dirigenti	100	76	24	105
Quadri	1.043	1.003	40	1.060
Impiegati	8.477	8.796	(319)	8.198
Operai	6.859	6.900	(41)	7.020
TOTALE	16.480	16.775	(295)	16.383

9. Ammortamenti e impairment - Euro 1.026.608 migliaia

Gli ammortamenti e le perdite di valore sono composti come evidenziato nella tabella seguente.

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Ammortamento delle attività materiali	975.392	942.591	32.801	3%
Ammortamento delle attività immateriali	42.683	44.028	(1.345)	(3%)
Impairment	11.886	42.671	(30.785)	(72%)
Ripristini di valore	(3.353)	(6.672)	3.319	(50%)
Totale	1.026.608	1.022.618	3.990	-

L'aumento degli ammortamenti connessi alle attività materiali è in linea con l'incremento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari.

La seguente tabella evidenzia in dettaglio gli impairment e i ripristini di valore rilevati nel periodo:

Migliaia di euro	Note	2016	2015	2016-2015
Impairment:				
Immobili, impianti e macchinari	16	1.515	-	1.515
Crediti commerciali	25	10.371	42.671	(32.300)
Ripristini di valore				
Crediti commerciali	25	(3.353)	(6.672)	3.319
Totale		8.533	35.999	(27.466)

Gli impairment e ripristini di valore dei crediti commerciali si riferiscono agli accantonamenti al fondo svalutazione crediti effettuato a fronte della sopravvenuta inesigibilità di alcuni traders, pari complessivamente a euro 7.018 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 46 "Risk management".

10. Altri costi operativi – Euro 443.601 migliaia

Il dettaglio degli Altri costi operativi è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	(99.383)	305.398	(404.781)	(133%)
Minusvalenze ordinarie alienazioni	5.287	5.402	(115)	(2%)
Imposte, tasse e tributi	43.272	42.729	543	1,3%
Titoli efficienza energetica:	425.904	311.914	113.990	37%
Titoli efficienza energetica annuali (gruppo)	-	-	-	-
Titoli efficienza energetica annuali (terzi)	425.904	311.914	113.990	37%
Contributi e quote associative	10.052	6.106	3.946	65%
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 646/15 AEEGSI)	5.007	6.782	(1.775)	(26%)
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del.646/15 AEEGSI)	3.643	7.946	(4.301)	(54%)
Penalità sulla continuità del servizio (del. 646/15 AEEGSI)	28.484	71.708	(43.224)	(60%)
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 646/15 AEEGSI)	3.143	5.708	(2.565)	(45%)
Altri costi operativi:	18.190	22.894	(4.704)	(21%)
Altri costi operativi (terzi)	10.858	21.835	(10.977)	(50%)
Altri costi operativi (gruppo)	7.332	1.059	6.273	592%
Totale altri costi operativi	443.601	786.587	(342.986)	(44%)

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2016, presenta un saldo pari ad euro (99.383) migliaia (euro 305.398 migliaia al 31 dicembre 2015) e riflette euro 112.438 migliaia rilasci a Conto Economico (euro 9.210 migliaia nel 2015) ed euro 13.055 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 314.608 migliaia nel 2015).

I rilasci a conto economico effettuati nell'esercizio, si riferiscono essenzialmente:

- al rilascio, di un importo pari a euro 47.270 migliaia, del fondo rischi e oneri stanziato a fine 2015 in seguito all'istruttoria A486 avviata dall'AGCM nei confronti di e-distribuzione. Il rilascio è avvenuto in seguito alla delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento senza infrazioni ed ha reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione;
- al rilascio del fondo stanziato nel 2015, e risultato eccedente rispetto alle stime per euro 44.084 migliaia, relativamente all'importo una tantum" compensativo del beneficio "Sconto Energia" da corrispondere agli aventi diritto;
- al Fondo vertenze e contenzioso, pari a euro 13.863 migliaia (euro 9.210 migliaia).

Gli stanziamenti effettuati nell'esercizio 2016, pari a euro 13.055 migliaia (euro 314.608 migliaia nel 2015) si riferiscono al Fondo vertenze e contenzioso (euro 8.491 migliaia nel 2015) e sono relativi a passività associate a contenziosi di diversa natura contrattuale il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile.

Gli altri importi accantonati nel 2015, pari a euro 306.117 migliaia si riferivano essenzialmente alla stima degli oneri associati all'importo "una tantum" compensativo del beneficio "Sconto Energia" da corrispondere agli aventi diritto (euro 244.600 migliaia) e alla stima degli relativi all'istruttoria A486 avviata dall'AGCM a fine 2015 (euro 50.000 migliaia).

Le minusvalenze ordinarie da alienazioni si riferiscono essenzialmente alla sostituzione di alcuni contatori elettronici, installati all'inizio della campagna, con caratteristiche tecniche non adeguate.

Le imposte tasse e tributi accolgono sostanzialmente nel 2016 la tassa per occupazione spazi ed aree pubbliche dovuta ai Comuni e alle Province, pari a euro 20.289 migliaia (euro 20.409 migliaia nel 2015), l'imposta municipale unica, pari a euro 17.184 migliaia (euro 17.289 migliaia nel 2015), la tassa sui rifiuti solidi urbani, pari a euro 2.220 migliaia (euro 1.940 migliaia nel 2015), il tributo per i servizi indivisibili (introdotto con la legge n. 147 del 27 dicembre 2013), pari a euro 1.082 migliaia (euro 1.097 migliaia nel 2015), e l'imposta di registro, pari a euro 479 migliaia (euro 416 migliaia al 31 dicembre 2015).

I Titoli Efficienza Energetica si riferiscono per euro 425.904 migliaia al costo dei titoli acquistati per coprire l'obbligo di efficienza energetica del 2016 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2015 e del 2014.

Nel 2015 si riferivano per euro 311.389 migliaia al costo dei titoli acquistati per l'obbligo di efficienza del 2015 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2014 e del 2013. Inoltre si riferivano per euro 525 migliaia al costo dei titoli acquistati per la vendita a terzi.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo riconosciuto ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 2.770 migliaia (euro 3.040 migliaia al 31 dicembre 2015) e alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 3.900 migliaia. Inoltre la voce accoglie il contributo versato all'AEEGSI, pari a euro 2.079 migliaia (euro 1.881 migliaia al 31 dicembre 2015).

La normativa dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (la delibera n.646/15 ha aggiornato la delibera n.198/11 per il periodo di regolazione 2016-2023) ha previsto un sistema di indennizzi a carico del distributore, pari a euro 5.007 migliaia (euro 6.782 migliaia nel 2015), per interruzioni senza preavviso dei clienti finali in MT (Titolo 5), un sistema di indennizzi per interruzioni prolungate ed estese, pari a euro 3.645 migliaia (euro 7.946 migliaia nel 2015) e un contributo a carico del distributore destinato a finanziare il Fondo eventi eccezionali per i rimborsi da corrispondere ai clienti finali a seguito delle interruzioni di durata superiore agli standard, pari a euro 3.143 migliaia (euro 5.708 migliaia nel 2015), verificatesi in periodi di condizioni meteorologiche eccezionali o di eventi eccezionali (Titolo 7). Gli importi esposti contengono anche i conguagli e revisioni di stime di esercizi precedenti.

Le penali sulla continuità del servizio, pari a euro 28.484 migliaia (euro 71.708 migliaia nel 2015) accolgono il valore delle penali stimate sulla base della normativa vigente in materia (Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 - Delibera n. 646/15).

11. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 590.238 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(279.558)	(285.590)	6.032	(2%)
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(296.473)	(253.318)	(43.155)	17%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(14.207)	(15.452)	1.245	(8%)
Totale	(590.238)	(554.360)	(35.878)	6%

L'aumento dei costi per lavori interni capitalizzati è in linea con l'andamento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari.

12. Proventi da partecipazioni – Euro 158 migliaia

I proventi da partecipazioni si riferiscono ai dividendi Deliberati ed interamente erogati nell'esercizio dalla società controllata Enel M@p S.r.l. (euro 146 migliaia nel 2015).

13. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro (36.629) migliaia

Il dettaglio dei Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati è di seguito esposto.

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Proventi finanziari da derivati:				
- proventi da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- proventi da derivati di cash flow hedge	-	-	-	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	32	923	891	97%
Totale proventi finanziari da derivati	32	923	(891)	(97%)
Oneri finanziari da derivati:				
- oneri da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- oneri da derivati di cash flow hedge	(36.647)	(35.691)	(956)	3%
- oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico	(14)	(926)	912	(98%)
Totale oneri finanziari da derivati	(36.661)	(36.617)	(44)	-
Totale oneri e proventi finanziari da derivati	(36.629)	(35.694)	(935)	3%

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 "Derivati e hedge accounting".

14. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro (385.165) migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 55.348 migliaia a proventi finanziari (euro 37.728 migliaia nel 2015) e per euro 440.513 migliaia a oneri finanziari (euro 453.954 migliaia nel 2015). Il dettaglio degli oneri e dei proventi finanziari è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Proventi finanziari				
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	147	172	(25)	(15%)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	-	11	(11)	(100%)
Interessi attivi su sul c/c intersocietario	57	73	(16)	(22%)
Differenze positive di cambio	20	32	12	38%
Altri proventi finanziari	55.124	37.440	(17.684)	(47%)
Totale proventi finanziari	55.348	37.728	17.620	47%
Oneri finanziari				
Interessi passivi su finanziamenti bancari	(31.692)	(39.303)	7.611	(19%)
Interessi passivi su altri finanziamenti	(340.075)	(339.146)	(929)	-
Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma	(39.285)	(38.214)	(1.071)	3%
Commissioni passive sul factoring	(461)	(2.025)	1.564	(77%)
Differenze negative di cambio	(6)	(74)	68	(92%)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	(21.967)	(29.047)	7.080	(24%)
Altri oneri finanziari	(7.027)	(6.145)	(882)	14%
Totale oneri finanziari	(440.513)	(453.954)	13.441	(3%)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(385.165)	(416.226)	31.061	(7%)

Gli altri proventi finanziari si riferiscono essenzialmente:

- per euro 18.800 migliaia (euro 25.163 migliaia nel 2015) alla remunerazione del credito inerente il Fondo Previdenza Elettrici riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. dalla Delibera AEEGSI n. 157/12;
- per euro 12.330 migliaia ai proventi da attualizzazione del credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- per euro 8.558 migliaia (euro 16.062 migliaia nel 2015) agli interessi attivi di mora;

Gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 31.692 migliaia (euro 39.303 migliaia nel 2015) si riferiscono agli interessi maturati su finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti e dalla Cassa Depositi e Prestiti.

Gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 340.075 migliaia (euro 339.146 migliaia nel 2015) si riferiscono agli interessi maturati sui finanziamenti erogati nel 2012 da Enel Finance International N.V.

Gli altri oneri finanziari si riferiscono essenzialmente alle commissioni su fidejussioni pari a euro 3.741 migliaia (euro 4.433 migliaia nel 2015).

Le differenze positive e negative di cambio si riferiscono ai differenziali maturati sulle partite in valuta relative ai materiali inerenti il contatore elettronico.

15. Imposte – Euro 730.761 migliaia

Le imposte correnti sono costituite per euro 503.161 migliaia dall'IRES (27,5%) e per euro 107.175 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,890% come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori).

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, complessivamente negativa per euro 120.865 migliaia.

L'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 730.761 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 2.181.407 migliaia, è pari al 33,5%.

Nel 2015 le imposte sul reddito sono state pari a euro 844.695 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 2.458.120 migliaia, con un'incidenza del 34,4%.

Migliaia di euro	2016	2015	2016-2015	
Imposte Correnti	610.577	911.800	(301.223)	(33%)
IRES	503.161	766.150	(262.989)	(34%)
IRAP	107.175	146.028	(38.853)	(27%)
Addizionale IRES	-	(491)	491	(100%)
Imposte estere	241	113	128	113%
Imposte differite	(5.037)	1.349	(6.386)	(473%)
Imposte anticipate	125.221	(68.454)	193.675	(283%)
Totale Imposte	730.761	844.695	(113.934)	(13%)

La riduzione del tax rate è essenzialmente riconducibile alle minori imposte correnti, diretta conseguenza della riduzione dell'utile ante imposte, ed alle maggiori imposte differite contabilizzate nel 2015 a seguito della riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% parzialmente compensata dall'effetto positivo della nuova deducibilità del costo del lavoro ai fini IRAP.

Le imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto sono state complessivamente pari a euro 912 migliaia (euro 79.138 migliaia al 31 dicembre 2015) e si riferiscono principalmente all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse (CFH) sull'indebitamento a lungo termine e all'effetto fiscale delle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19).

Per il commento delle imposte differite attive e passive si rinvia agli appositi paragrafi dello Stato Patrimoniale.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio:

Migliaia di euro	2016	2015
Risultato ante imposte	2.181.407	2.458.120
Aliquota fiscale applicabile	27,5%	27,5%
Imposte teoriche IRES	599.887	675.983
Minori imposte:		
dividendi da partecipazioni	(41)	(38)
utilizzo fondi	(176.674)	(287.191)
ammortamenti (e.s.reversal)	(6.216)	(3.616)
deduzione IRAP da IRES	(2.872)	(3.989)
accantonamento ai fondi	35.502	305.050
Ammortamenti	48.326	41.544
telefonia e autoveicoli	6.199	5.921
Recupero IRES per deduzione analitica dell'Irap relativa alle spese per il personale dipendente dedotta in anni precedenti	3.321	3.475
Altro	13.145	31.089
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	520.576	768.227
IRAP	104.453	145.048
Totale fiscalità differita	123.991	(34.429)
Differenze su stime imposte correnti anni precedenti	(18.499)	(7.069)
Rettifica imposte anni precedenti (deduzione Irap)	-	(25.607)
Imposte estere	241	113
Imposte sul reddito	730.761	844.695

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

16. Immobili, impianti e macchinari – Euro 15.180.302 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2015 e 2016) in esercizio e in costruzione, per singola categoria, sono evidenziate nel prospetto seguente:

Migliaia di euro								
	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2015								
Costo originario	95.631	1.392.913	39.712.266	128.978	197.431	166.098	738.343	42.431.661
Rivalutazioni	15.063	143.937	2.966.388	38	52	-	-	3.125.478
Valore di Bilancio	110.694	1.536.850	42.678.654	129.016	197.483	166.098	738.343	45.557.139
Fondo ammortamento	-	(888.470)	(30.008.155)	(88.338)	(176.125)	(113.531)	-	(31.274.619)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	23.118	691.108	334	2.993	-	-	717.553
Consistenza al 31.12.2015	110.694	671.498	13.361.607	41.012	24.351	52.567	738.343	15.000.073
Investimenti ordinari	1.421	9.644	707.739	10.517	13.491	1.213	407.787	1.151.812
Investimenti straordinari	34	587	14.681	14	-	-	-	15.317
Disinvestimenti ordinari:								
<i>Valore lordo</i>	(35)	(344)	(210.878)	(4.276)	(19.807)	(1.974)	(2.776)	(240.091)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	278	205.671	3.316	19.776	1.821	-	230.863
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	(4)	(760)	-	-	-	-	(764)
Totale disinvestimenti ordinari	(35)	(70)	(5.966)	(960)	(31)	(153)	(2.776)	(9.992)
Riclassifiche Altre	199	(33)	63	(529)	529	(228)	-	-
Passaggi in esercizio	3.312	26.952	413.618	-	-	13.165	(457.047)	-
Totale Impairment rilevato a conto economico	-	-	-	-	-	-	(1.515)	(1.515)
Ammortamenti	-	(28.737)	(916.161)	(7.195)	(9.836)	(13.464)	-	(975.393)
Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale variazioni	4.931	8.343	213.974	1.846	4.152	534	(53.551)	180.229
Situazione al 31.12.2016								
Costo originario	100.578	1.429.626	40.494.700	134.700	191.657	178.237	684.791	43.214.289
Rivalutazioni	15.047	143.761	3.109.445	35	52	-	-	3.268.341
Valore di Bilancio	115.625	1.573.387	43.604.145	134.736	191.709	178.237	684.791	46.482.630
Fondo ammortamento	-	(916.660)	(30.718.912)	(92.211)	(166.198)	(125.136)	-	(32.019.117)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.113	690.349	334	2.993	-	-	716.789
Consistenza al 31.12.2016	115.625	679.841	13.575.583	42.859	28.504	53.101	684.791	15.180.302

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo originario	92.235	1.361.245	38.803.145	125.803	182.619	155.393	578.573	41.299.013
Rivalutazioni	15.056	144.061	3.206.345	40	52	-	-	3.365.554
Valore di Bilancio	107.291	1.505.306	42.009.490	125.843	182.671	155.393	578.573	44.664.567
Fondo ammortamento	-	(861.253)	(29.287.226)	(87.066)	(164.948)	(104.988)	-	(30.505.481)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.121	691.831	334	2.993	-	-	718.279
Consistenza al 31.12.2014	107.291	667.174	13.414.095	39.111	20.716	50.405	578.573	14.877.365
Investimenti ordinari	539	13.518	614.748	12.924	11.376	1.986	418.859	1.073.951
Investimenti straordinari	13	43	591	8	-	-	-	656
Disinvestimenti ordinari:								
Valore lordo	(15)	(498)	(173.107)	(4.853)	(1.470)	(1.861)	(228)	(182.033)
Fondo ammortamento	-	240	166.593	3.860	1.460	1.300	-	173.453
Rivalutazione Legge n.350/03	-	(3)	(723)	-	-	-	-	(726)
Totale disinvestimenti ordinari	(15)	(261)	(7.238)	(993)	(10)	(561)	(228)	(9.306)
Riclassifiche Altre	269	(426)	140	(3.358)	3.358	18	-	-
Passaggi in esercizio	2.599	19.192	226.509	-	-	10.561	(258.861)	-
Ammortamenti	-	(27.741)	(887.238)	(6.681)	(11.089)	(9.842)	-	(942.591)
Totale variazioni	3.403	4.324	(52.488)	1.901	3.635	2.162	159.770	122.708
Costo originario	95.631	1.392.913	39.712.266	128.978	197.431	166.098	738.343	42.431.660
Rivalutazioni	15.063	143.937	2.966.388	38	52	-	-	3.125.478
Valore di Bilancio	110.694	1.536.850	42.678.654	129.016	197.483	166.098	738.343	45.557.139
Fondo ammortamento	-	(888.470)	(30.008.155)	(88.338)	(176.125)	(113.530)	-	(31.274.618)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.118	691.108	334	2.993	-	-	717.553
Consistenza al 31.12.2015	110.694	671.498	13.361.607	41.012	24.351	52.568	738.343	15.000.073

Il valore al 31 dicembre 2016 delle rivalutazioni legge n.350/03 effettuate nell'esercizio 2003, al fine di eliminare gli effetti degli ammortamenti operati in applicazione di norme tributarie, alla data di transizione ai principi contabili internazionali è stato considerato quale "fair value as deemed cost" alla data di rivalutazione.

Le migliorie su immobili di terzi accolgono il valore residuo dei costi sostenuti per interventi di modifica o di adeguamento di immobili in locazione di proprietà di terzi.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti di seguito dettagliati:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Terreni e fabbricati	1.538	3.296	(1.758)
Reti di distribuzione			
Impianti di Alta Tensione	115.610	106.752	8.858
Impianti di Media Tensione	507.216	462.135	45.081
Impianti di Bassa Tensione	437.276	424.887	12.389
Altri impianti e macchinari	52.622	44.780	7.842
Altri beni e attrezzature	24.306	24.300	6
Migliorie su beni di terzi	13.245	7.801	5.444
Totale investimenti ordinari	1.151.813	1.073.951	77.862
Investimenti straordinari	15.792	655	15.137
Totale	1.167.605	1.074.606	92.999

L'aumento degli investimenti della Rete di distribuzione deriva essenzialmente dai maggiori investimenti in qualità del servizio, parzialmente compensati dalla riduzione degli investimenti per connessione clienti ed impianti di

generazione. In particolare gli investimenti in qualità sono finalizzati al miglioramento e al mantenimento dei livelli di qualità raggiunti, coerentemente con gli indirizzi dell’Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico.

Nella Relazione sulla gestione è riportata un’analisi di maggior dettaglio degli investimenti.

Gli ammortamenti sono stati calcolati applicando le aliquote economico – tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti evidenziate nella Nota di commento n. 2 “Principi contabili e criteri di valutazione”.

Si evidenzia di seguito il dettaglio degli Immobili, impianti e macchinari in corso:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Terreni	5.885	7.328	(1.443)
Fabbricati	61.101	65.640	(4.539)
Impianti e macchinari	602.777	647.596	(44.819)
Altri beni	299	52	247
Migliorie su immobili di terzi	14.729	17.727	(2.998)
Totale immobilizzazioni in corso e acconti	684.791	738.343	(53.552)

Al 31 dicembre 2016 non sono presenti beni gratuitamente devolvibili iscritti tra i Fabbricati strumentali. Al 31 dicembre 2015 tale valore risultava pari a euro 50 migliaia.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2016 classificati per tipologia d’impianto.

Migliaia di euro					
	al 31.12.2016			al 31.12.2015	2016-2015
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	115.625	-	115.625	110.694	4.931
Fabbricati civili	8.195	5.112	3.084	3.270	(186)
Fabbricati strumentali	1.565.192	888.435	676.757	668.228	8.529
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	17.608	853	16.755	8.071	8.684
Cabine primarie	3.889.508	2.624.891	1.264.618	1.255.045	9.573
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	5.337.218	2.904.045	2.433.173	2.308.244	124.929
Linee di media tensione	12.827.766	9.183.396	3.644.370	3.583.134	61.236
Linee di bassa tensione	13.265.687	9.643.155	3.622.532	3.549.317	73.215
Prese	3.940.820	2.667.709	1.273.111	1.258.715	14.396
Contatori	3.191.021	2.073.005	1.118.017	1.196.306	(78.289)
Altri impianti	1.134.517	931.510	203.008	202.774	234
Totale reti di distribuzione	43.604.145	30.028.563	13.575.582	13.361.606	213.976
Attrezzature	134.736	91.877	42.859	41.013	1.846
Altri beni	191.709	163.205	28.504	24.352	4.152
Migliori su beni di terzi	178.237	125.136	53.101	52.568	533
Immobilizzazioni in corso e acconti	684.791	-	684.791	738.342	(53.551)
Totale	46.482.630	31.302.328	15.180.302	15.000.073	180.229

Per le informazioni relative alle modalità di recupero del valore degli impianti di distribuzione alla scadenza della concessione e per le informazioni in merito all'IFRIC 12 si rinvia a quanto esposto nella Nota di commento n.2 "Principi contabili e criteri di valutazione".

17. Leasing operativo– Euro 78.414 migliaia; Euro 11.391 migliaia

La Società in veste di locatario, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo.

In particolare, la Società ha preso in locazione fabbricati, autoveicoli e attrezzature strumentali all'attività di impresa, per mezzo di contratti di *leasing* operativo con Enel Italia S.r.l. e società terze.

I canoni sono contabilizzati nei "Costi per Servizi" e sono dettagliati nella tabella seguente:

Migliaia di euro			
	2016	2015	2016-2015
Pagamenti minimi	78.414	82.693	(4.279)
Totale	78.414	82.693	(4.279)

I pagamenti minimi futuri dovuti dalla società per i *leasing* operativi sono rappresentati, in base alla scadenza, nella successiva tabella:

Migliaia di euro			
	2016	2015	2016-2015
Periodi:			
entro un anno	70.651	79.591	(8.940)
tra uno e cinque anni	281.299	314.932	(33.633)
oltre 5 anni	288.963	282.248	6.715
Totale	640.913	676.771	(35.858)

La Società, invece, in veste di locatore, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo relativi essenzialmente all'affitto di parti di impianto a Wind per l'appoggio di proprie apparecchiature. I canoni sono contabilizzati negli "Altri Ricavi" e sono stati pari a euro 7.420 migliaia nel 2016 (euro 9.624 migliaia nel 2015).

I pagamenti minimi futuri che la società ha il diritto di ricevere in base al contratto di *leasing* sono dettagliati nella seguente tabella:

Migliaia di euro			
	2016	2015	2016-2015
Periodi:			
entro un anno	9.379	7.228	2.151
tra uno e cinque anni	28.545	28.174	371
oltre 5 anni	1.764	292	1.472
Totale	39.688	35.694	3.994

18 Attività immateriali – Euro 190.909 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2015 e 2016) è esposto di seguito:

Migliaia di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	Software non tutelato	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo	3.708	442.347	258.561	75.438	780.054
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(3.046)	(372.495)	(258.561)	-	(634.102)
Consistenza al 31 dicembre 2014	662	69.852	-	75.438	145.952
Attività acquisite separatamente	29	27.642	-	32.883	60.554
Passaggi in esercizio	1.068	38.071	-	(39.139)	-
Dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamento	(1.147)	(42.882)	-	-	(44.029)
Totale variazioni	(50)	22.831	-	(6.256)	16.525
Costo	4.805	508.060	258.561	69.182	840.608
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.193)	(415.377)	(258.561)	-	(678.131)
Consistenza al 31 dicembre 2015	612	92.683	-	69.182	162.477

Migliaia di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	Software non tutelato	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo	4.805	508.060	258.561	69.182	840.608
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.193)	(415.377)	(258.561)	-	(678.131)
Consistenza al 31 dicembre 2015	612	92.683	-	69.182	162.477

Attività acquisite separatamente	-	4.076	126	67.236	71.438
Passaggi in esercizio	-	38.216	2.179	(40.395)	-
Dismissioni	-	-	-	(323)	(323)
Ammortamento	(547)	(41.950)	(186)	-	(42.683)
Totale variazioni	(547)	342	2.119	26.518	28.432
Costo	4.805	550.351	260.866	95.700	911.722
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.740)	(457.326)	(258.747)	-	(720.813)
Consistenza al 31 dicembre 2016	65	93.025	2.119	95.700	190.909

I diritti di brevetto industriale sono costituiti dal valore residuo di sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

Si evidenzia di seguito il dettaglio delle Attività immateriali in corso:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Costi di sviluppo	16.681	8.110
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	79.019	58.893
Software non tutelato	-	2.179
Totale	95.700	69.182

L'incremento dei costi di sviluppo è da ricondursi principalmente a quelli relativi al Progetto del nuovo Contatore Elettronico di seconda generazione.

Di seguito è esposto il valore dei diritti di brevetto industriale stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

Migliaia di euro					
		al 31.12.2016		al 31.12.2015	
Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale	
3	0	122.237	(122.237)	-	-
3	1 mese	-	-	-	2
3	10 mesi	5	(4)	1	229
3	11 mesi	24.229	(16.815)	7.413	-
3	1 anno	19.723	(13.697)	6.027	-
3	1 anno e 1 mese	190	(121)	68	-
3	1 anno e 2 mesi	2.192	(1.383)	809	-
3	1 anno e 8 mesi	-	-	-	-
3	1 anno e 9 mesi	10	(4)	6	-
3	1 anno e 10 mesi	5.939	(2.314)	3.625	12
3	1 anno e 11 mesi	34.396	(12.421)	21.975	28.093
3	2 anni	22.919	(8.276)	14.642	-
3	2 anni e 2 mesi	5.911	(1.801)	4.110	1.671
3	2 anni e 3 mesi	41	(11)	30	-
3	2 anni e 4 mesi	39	(9)	30	-
3	2 anni e 8 mesi	-	-	-	153
3	2 anni e 9 mesi	12.584	(1.122)	11.462	-
3	2 anni e 10 mesi	10.937	(823)	10.114	5.460
3	2 anni e 11 mesi	12.779	(542)	12.237	55.721
5	0	66.728	(66.728)	-	0
5	3 mesi	-	-	-	367
5	5 mesi	-	-	-	-
5	11 mesi	2.245	(1.868)	377	-
5	1 anno e 10 mesi	-	-	-	-
5	1 anno e 11 mesi	216	(136)	79	0
5	1 anno e 5 mesi	-	-	-	826
5	2 anni e 5 mesi	-	-	-	-
5	2 anni e 10 mesi	34	(15)	19	123
5	3 anni e 10 mesi	-	-	-	26
5	4 anni e 10 mesi	-	-	-	-
Totale		343.352	(250.326)	93.025	92.683

19 Attività per imposte differite – Euro 610.356 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 19.284 migliaia

Le “Attività per imposte differite” e “Passività per imposte differite” sono determinate sulla base delle aliquote fiscali previste alla data di rientro delle differenze temporanee ed ammontano a euro 591.072 migliaia (euro 712.169 migliaia al 31 dicembre 2015).

Si forniscono in dettaglio i movimenti delle “Attività per imposte differite” e delle “Passività per imposte differite”, per tipologia di differenza temporale, determinati sulla base delle aliquote fiscali stimate nel presente periodo d'imposta.

Migliaia di euro		Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Conto economico	Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto	Altre variazioni con imputazione a Conto Economico	Altre variazioni con imputazione a Patrimonio Netto	Al 31 dicembre 2016
	al 1 gennaio 2016					
Attività per imposte sul reddito differite:						
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	400.485	(161.688)	-	3.508	-	242.305
perdite di valore a deducibilità differita	19.115	749	-	(102)	-	19.762
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	229.777	37.799	-	(987)	-	266.589
TFR e altri benefici ai dipendenti	52.323	3.099	1.321	(7.943)	-	48.800
imposte e tasse deducibili per cassa	703	118	-	(14)	-	807
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-	85
altre partite a deducibilità differita	491	199	-	40	-	730
strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18	30.478	-	824	-	(24)	31.278
Totale attività per imposte sul reddito differite	733.457	(119.724)	2.145	(5.498)	(24)	610.356
Passività per imposte sul reddito differite:						
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.607	(460)	-	-	-	3.147
plusvalenza a tassazione differita	-	-	-	-	-	-
altre partite	9.519	(3.867)	-	(237)	-	5.415
strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18	8.162	(473)	3.033	-	-	10.722
Totale passività per imposte sul reddito differite	21.288	(4.800)	3.033	(237)	-	19.284

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2016 è stato determinato applicando le aliquote del 27,5% per l'IRES e del 4,890% per l'IRAP (come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori). Al 31 dicembre 2015 il valore delle imposte differite è stato determinato applicando le aliquote del 27,5% per l'IRES, del 4,710% per l'IRAP.

Le Attività per imposte differite sono state rilevate sulle differenze tra i valori iscritti in bilancio con i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Conto Economico si riferiscono essenzialmente alla movimentazione, in particolare agli utilizzi e rilasci, dei Fondi rischi e oneri (principalmente Fondo incentivi all'esodo, per oneri connessi alla compensazione dello Sconto Energia e per oneri connessi al procedimento A486 dell'AGCM).

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto si riferiscono all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse (CFH) nonché all'effetto fiscale sulle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

Le Altre variazioni, con effetto a Conto Economico e a Patrimonio Netto, si riferiscono all'adeguamento delle Attività per imposte differite e delle Passività per imposte differite per tenere conto della riduzione dell'aliquota IRES di 3,5 punti percentuali a partire dal 2017 (come previsto dalla Legge di Stabilità 2016).

20 Partecipazioni– Euro 932 migliaia

Il prospetto di seguito riportato evidenzia per ciascuna partecipazione i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate e altre imprese.

Migliaia di euro	Costo originario	Valore a bilancio	Costituzioni/Acquisizioni	Costo originario	Valore a bilancio
	al 31.12.2015			al 31.12.2016	
Partecipazioni in:					
- controllate	140	140	722	862	862
- altre imprese	70	70	-	70	70
Totale Partecipazioni	210	210	722	932	932

L'incremento delle partecipazioni in imprese controllate si riferisce al valore della partecipazione di maggioranza (60%) nella società Enel Saudi Arabia Ltd., costituita a seguito di Joint Venture Agreement con il Gruppo Eram per la partecipazione alle gare del Progetto "Smart Grids" in Arabia Saudita.

Le partecipazioni in imprese controllate sono valutate al costo e sono soggette ad impairment test quando sono presenti indicatori di eventuali perdite durevoli di valore.

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio Anea (Agenzia napoletana energia ambiente).

Le partecipazioni in altre imprese sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore. Pur essendo il fair value non attendibilmente determinabile, si ritiene che il relativo valore non possa avere un impatto significativo su e-distribuzione S.p.A. visto il valore minimale.

21 Derivati – Euro 6.801 migliaia – euro 5.838 migliaia – euro 129.061

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Attività finanziarie-derivati	6.801	-	5.838	-
Passività finanziarie derivati	129.061	124.918	-	191
Totale	135.862	124.918	5.838	191

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla Nota di commento n. 45 "Strumenti finanziari" e 47 "Derivati e hedge accounting".

22 Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 641.040 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	45.1.1	279.758	335.709	(55.951)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	45.1.1	340.433	386.553	(46.120)
Prestiti ai dipendenti	45.1.1	20.836	20.450	386
Titoli	45.1.3	13	13	-
Totale		641.040	742.725	(101.685)

I crediti finanziari e titoli a medio – lungo termine si riferiscono essenzialmente alla quota a medio/lungo termine derivante dall'iscrizione nel 2012 in un'unica soluzione del credito finanziario, determinato in base alla Deliberazione AEEGSI n. 157/2012, relativamente agli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) ed al credito vantato verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativamente al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici di prima generazione.

I Prestiti ai dipendenti sono remunerati ai tassi correnti di mercato ed erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

I titoli a medio - lungo termine sono costituiti essenzialmente da obbligazioni della controllante Enel S.p.A. e Buoni del Tesoro Pluriennali depositati a cauzione presso terzi.

Il decremento della voce, pari a euro 101.685 migliaia rispetto al 31 dicembre 2015, deriva essenzialmente dalla riclassifica nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine" per euro 55.951 della quota a breve termine del credito relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) e per euro 46.120 migliaia della quota a breve termine del credito vantato verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativamente al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

23 Altre attività non correnti – Euro 170.504 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti verso CSEA	69.894	53.105	16.789
Altri crediti a lungo termine:	100.610	237.783	(137.173)
Depositi cauzionali presso terzi.	2.245	2.146	99
Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica	27.906	34.345	(6.439)
Altri crediti diversi	70.459	201.292	(130.833)
Totale	170.504	290.888	(120.384)

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono al valore dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali verserà alla società, a partire dal 2018, a fronte dell'annullamento dei titoli relativi ai progetti di efficienza energetica per la copertura degli obblighi normativi.

I risconti attivi per i Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono alla quota non corrente dei progetti di efficienza energetica (realizzati o acquistati).

Gli altri crediti diversi accolgono essenzialmente:

- per euro 56.532 migliaia (euro 192.296 migliaia al 31 dicembre 2015), il credito per IRES (rispettivamente euro 17.266 migliaia verso la controllante per il periodo 2004 – 2011 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 39.266 migliaia verso l'erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato, per le annualità pregresse, in applicazione del decreto legge n. 201 del 6 dicembre 2011 che ha previsto la deducibilità dall'IRES dell'IRAP relativa alla quota imponibile del costo del personale. A fine 2016 l'Agenzia delle Entrate ha rimborsato l'importo di euro 135.764 migliaia derivante dall'istanza di rimborso presentata nel 2013 per gli anni di imposta dal 2004 al 2010;
- per euro 8.992 migliaia (euro 8.992 migliaia al 31 dicembre 2015), l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 1.873 migliaia verso la controllante per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 7.118 migliaia verso l'Erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato per le annualità pregresse in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 (art. 6) che ha previsto la deducibilità dell'IRAP dall'IRES nella misura forfetaria massima del 10% dell'IRAP di competenza, relativa al costo del lavoro e agli interessi.

Attività correnti

24 Rimanenze – Euro 228.332 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Materiali, apparecchi e altre giacenze	229.425	216.644	12.781
Fondo obsolescenza magazzino	(1.117)	(723)	(394)
Totale	228.308	215.921	12.387
Acconti	22	-	22
Totale	228.330	215.921	12.409

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

L'incremento delle rimanenze deriva sia dagli acquisti di materiali per la vendita a terzi sia dagli acquisti di materiali destinati agli investimenti effettuati sulle reti di distribuzione.

Il Fondo obsolescenza magazzino fronteggia il presumibile minor valore di realizzo di materiali ed apparecchiature divenute obsolete anche a seguito di evoluzioni tecnologiche e di scelte gestionali volte all'impiego di apparecchiature a più alta efficienza ed in linea con le più moderne opportunità offerte dall'industria elettromeccanica. La variazione del Fondo riflette euro 1.117 migliaia di accantonamenti, parzialmente compensati da euro 186 migliaia di utilizzi e euro 537 migliaia di rilasci a Conto Economico.

25 Crediti commerciali – Euro 4.824.006 migliaia

Si riferiscono essenzialmente ai crediti verso clienti per trasporto di energia elettrica, prestazioni ed interessi, sono comprensivi anche di quelli dell'energia distribuita e di prestazioni ancora da fatturare; sono esposti al netto di una svalutazione, pari a euro 161.136 migliaia.

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti commerciali verso Terzi	3.039.386	2.270.049	769.337
Crediti commerciali verso società controllante	228	-	228
Crediti commerciali verso imprese controllate	847	293	554
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	1.944.681	1.029.056	915.625
Svalutazione Crediti:	(161.136)	(154.148)	(6.988)
- Svalutazione crediti ordinari	(155.434)	(148.855)	(6.579)
- Svalutazione crediti per interessi di mora	(5.702)	(5.293)	(409)
Totale	4.824.006	3.145.250	1.678.756

L'incremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 1.678.756 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per circa euro 1.500.000 migliaia, all'allungamento delle scadenze di pagamento applicate alle fatture per il servizio di trasporto di energia elettrica (sia verso terzi che verso società del Gruppo), in seguito all'entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2016, della deliberazione AEEGSI n. 268/15 (Codice di Rete);
- per euro 138.554 migliaia all'incremento dei crediti connessi ai ricavi da c.d. "lag regolatorio", normato con la Delibera AEEGSI 654/2015;
- per euro 17.279 migliaia all'aumento dei crediti verso Endesa Distribucion S.A. a seguito dei maggiori volumi di contatori venduti nell'esercizio 2016.

Con riferimento ai crediti commerciali verso altre società del gruppo si segnala l'incremento dei crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela, pari a euro 473.698 migliaia, e quello verso Enel Energia S.p.A., per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero, pari a euro 412.479 migliaia in conseguenza della modifica dei termini di pagamento sopra menzionata.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro				
	Svalutazione crediti non tassata	Svalutazione crediti tassata	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 31.12.2014	15.197	101.046	2.563	118.806
Accantonamenti	-	39.939	2.731	42.670
Utilizzi	(655)	-	(1)	(656)
Ammontare inutilizzato riversato	(6.672)	-	-	(6.672)
Altre variazioni	63.695	(63.695)	-	-
Totale al 31.12.2015	71.565	77.290	5.293	154.148
Accantonamenti	-	9.932	439	10.371
Utilizzi	-	-	(30)	(30)
Ammontare inutilizzato riversato	(3.353)	-	-	(3.353)
Altre variazioni	3.330	(3.330)	-	-
Totale al 31.12.2016	71.542	83.892	5.702	161.136

La svalutazione dei crediti è destinata a coprire le potenziali perdite che potrebbero derivare dai mancati incassi dei crediti in essere al 31 dicembre 2016. La stima considera il rischio specifico legato a posizioni creditorie in essere. Gli accantonamenti riflettono gli stanziamenti effettuati a fronte della sopravvenuta inesigibilità di alcuni traders.

I crediti commerciali scaduti, non svalutati, non hanno subito una perdita di valore a seguito dell'attenta analisi da parte della Società circa la recuperabilità dei crediti.

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Italia	4.736.292	3.083.210	1.653.082
Spagna	60.640	38.183	22.457
Romania	20.713	20.182	531
Altri	6.362	3.675	2.687
Totale	4.824.006	3.145.250	1.678.756

Di seguito sono esposti i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015:

Migliaia di euro				
	al 31.12.2016	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	4.824.006	4.476.220	347.786	-

Migliaia di euro				
	al 31.12.2015	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	3.145.250	2.827.485	317.467	298

I crediti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti verso società controllante	228	-	228
Enel Spa	228	-	228
Crediti verso società controllate	847	293	554
Enel M@p Srl	847	293	554
Crediti verso altre società del gruppo	1.944.681	1.029.056	915.625
Servizio Elettrico Nazionale Spa (già Enel Servizio Elettrico Spa)	1.094.083	620.385	473.698
Enel Energia Spa	748.649	336.170	412.479
Enel Produzione Spa	3.973	2.365	1.608
Enel Italia Srl	223	567	(344)
Enel Sole Srl	5.925	7.465	(1.540)
Endesa Distribucion SA	57.710	40.431	17.279
Open Fiber SpA	7.820	-	7.820
Enel Distributie Muntenia	6.777	5.548	1.229
Enel Servicii Comune SA	4.912	4.912	-
Enel Romania	4.562	4.436	126
Chilectra	1.191	922	269
Enel Distributie Banat SA	1.384	791	593
Enel Trade Spa	572	1.011	(439)
Electrica Cadiz	-	885	(885)
Altre società del gruppo	6.900	3.168	3.732
Totale	1.945.756	1.029.349	916.407

I crediti verso la controllante Enel S.p.A. si riferiscono, al 31 dicembre 2016, al personale distaccato.

I crediti verso la controllata Enel M@p S.r.l. si riferiscono essenzialmente alla fornitura di servizi accentrati ed alle fees riconosciute per la vendita dei contatori e delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici ed alla prestazione di

ulteriori servizi richiesti con apposito addendum contrattuale stipulato nel corso del 2016, valido fino alla data del 31 dicembre 2016.

I crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. e verso Enel Energia S.p.A. si riferiscono rispettivamente al credito relativo al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela e al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.

I crediti verso Endesa Distribucion S.A. si riferiscono alla vendita di contatori elettronici e a servizi correlati nell'ambito dello specifico contratto stipulato tra le parti nel corso del 2010 e rinnovato a fine 2015.

I crediti verso OpEn Fiber S.p.A. si riferiscono ai servizi offerti nel Regolamento tecnico ed economico di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione e richiesti da Open Fiber successivamente all'accettazione delle Condizioni di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione.

Per ulteriori informazioni in merito alla natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 49 relativa all'"Informativa sulle parti correlate".

26 Crediti per lavori in corso su ordinazione – Euro 168 migliaia

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 168 migliaia al 31 dicembre 2016 (euro 441 migliaia al 31 dicembre 2015) sono relativi principalmente ai lavori di adeguamento POP e cabine richiesti da OpEn Fiber S.p.A. e ai lavori svolti nell'ambito del contratto con E.On Moldova Distributie SA che ha come oggetto la realizzazione, chiavi in mano, di un impianto di "smart metering" in Romania.

27 Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 481.094 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Perequazioni	82.733	106.077	(23.344)
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	51.578	169.044	(117.466)
Titoli efficienza energetica	294.269	221.525	72.744
Altri crediti verso CSEA	52.514	54.076	(1.562)
Totale	481.094	550.722	(69.628)

Il decremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2016 si riferisce all'incasso per complessivi euro 97.812 migliaia (di cui euro 993 migliaia iscritte come sopravvenienze passive nette nel 2016) dei meccanismi di perequazione iscritti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per l'esercizio 2015.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione dei valori risultanti dai meccanismi di perequazione dell'esercizio 2016 e relativi ai clienti domestici (euro 29.519 migliaia), ai costi di trasmissione (euro 26.141 migliaia), agli Usi propri (euro 17.348 migliaia) e alla perequazione dei ricavi di distribuzione (euro 2.453 migliaia).

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali al 31 dicembre 2015 si riferivano, invece, ai valori risultanti dal meccanismo di perequazione relativo ai clienti domestici (euro 61.617 migliaia), agli Usi propri (euro 18.928 migliaia), ai costi di trasmissione (euro 18.259 migliaia) e all'integrazione sconto dipendenti e pensionati (euro 7.272).

Si rileva, inoltre, che sul credito la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali riconosce alle imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, con un minimo pari allo 0,5%, calcolato a

decorrere dal 1° gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione (Deliberazione n. 654/15 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico).

Il credito relativo ai premi e ad altre partite sulla continuità del servizio, pari a euro 51.578 migliaia, si riferisce, per euro 43.500 migliaia, all'iscrizione della stima del premio sulla continuità del servizio dell'anno 2016 (euro 70.000 migliaia al 31 dicembre 2015 per la continuità del servizio 2015).

Inoltre, il credito accoglie la stima della rivalsa nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali degli indennizzi erogati ai clienti per interruzioni di responsabilità non di e-distribuzione S.p.A., pari a euro 8.078 migliaia (euro 99.044 migliaia al 31 dicembre 2015).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 294.269 migliaia (euro 221.525 migliaia al 31 dicembre 2015), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo.

L'incremento del credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 72.744 migliaia, deriva dall'iscrizione del credito per i progetti e i titoli acquistati nel 2016, pari a euro 457.330 migliaia, parzialmente compensato dall'incasso del contributo tariffario definito dall'AEEGSI, pari a euro 384.586 migliaia, relativamente ai titoli annullati nel mese di maggio 2016.

Gli altri crediti riguardano essenzialmente i contributi riconosciuti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per il servizio di connessione alle reti elettriche di impianti di produzione da fonti rinnovabili (Deliberazione n.281/05, n.89/07 e n.99/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico e successive) ed il credito per componenti CMOR e AS.

28 Crediti per imposte sul reddito – Euro 273.302 migliaia

I crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti IRAP	23.608	8.524	15.084
Crediti IRES	230.226	66	230.160
Crediti addizionale IRES	19.463	19.463	-
Altri crediti tributari	5	4	1
Totale	273.302	28.057	245.245

Il credito per l'IRES, l'addizionale IRES e l'IRAP si riferisce essenzialmente al saldo netto tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno.

Al 31 dicembre 2015 il saldo netto tra la stima dell'IRES dovuta per l'esercizio in corso e gli acconti versati risulta a debito per euro 215.408 migliaia ed esposto nella voce "Debiti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 41.

29 Altri crediti tributari – Euro 14.993 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 14.993 migliaia (euro 13.537 migliaia al 31 dicembre 2015) si riferiscono, per euro 12.929 migliaia, al saldo a credito della liquidazione IVA di gruppo (pari a euro 12.073 migliaia al 31 dicembre 2015) Inoltre gli altri crediti tributari si riferiscono, per euro 2.063 migliaia (euro 1.136 migliaia al 31 dicembre 2015) ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria.

30 Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 120.453 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Conto corrente intersocietario	-	889.848	(889.848)
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	55.951	55.951	-
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	16.336	17.367	(1.031)
Prestiti ai dipendenti	2.047	2.319	(272)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	46.119	48.344	(2.225)
Totale	120.453	1.013.829	(893.376)

Il conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante per l'espletamento del servizio di tesoreria al 31 dicembre 2016 presenta un saldo a debito pari ad euro 1.497.527 migliaia ed esposto nella Nota di commento n. 35 "Finanziamenti a breve termine".

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti dalla quota a breve del credito finanziario iscritto nel 2012 per il rimborso ad e-distribuzione S.p.A., come previsto dalla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 157/12, degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) già sostenuti dalla società.

Il credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica si riferisce, invece, alle posizioni di credito emergenti dalle dichiarazioni fiscali presentate per l'anno d'imposta 2007 in relazione alle quali e-distribuzione S.p.A., secondo la vigente normativa, ha presentato istanza di rimborso chiedendo, tra l'altro, di accreditare i relativi importi in favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex art. 6, comma 5, D.M. 12/12/1996 n. 689) subentrata a e-distribuzione S.p.A. nell'attività di vendita di elettricità cui è correlata la soggettività passiva tributaria ai fini delle accise sull'energia elettrica.

I prestiti ai dipendenti, remunerati a tassi correnti di mercato, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono alla quota a breve termine del credito connesso al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici di prima generazione.

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

31 Altre attività finanziarie correnti – Euro 57 migliaia

Le altre attività finanziarie correnti si riferiscono agli interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante (euro 73 migliaia al 31 dicembre 2015).

Le altre attività finanziarie correnti sono state interamente incluse nell'indebitamento.

32 Altre attività correnti - Euro 168.576 migliaia

Il dettaglio delle altre attività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti verso il personale	4.025	4.170	(145)
Depositi cauzionali presso terzi	645	885	(240)
Anticipi a fornitori e a terzi	18.061	16.691	1.370
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	550	1.923	(1.373)
Crediti verso ex imprese elettriche	3.044	3.043	1
Note credito da ricevere:	7.121	10.101	(2.980)
Note credito da ricevere (terzi)	6.944	9.924	(2.980)
Note credito da ricevere (gruppo)	177	177	-
Crediti diversi:	123.686	121.777	1.909
Crediti diversi (terzi)	123.264	121.753	1.511
Crediti diversi (gruppo)	422	24	398
Risconti attivi (gruppo)	73	-	73
Risconti attivi (terzi)	25.006	23.452	1.554
Svalutazione crediti:	(13.635)	(13.635)	-
Svalutazione crediti verso ex imprese elettriche	(2.254)	(2.254)	-
Svalutazione anticipi a fornitori e a terzi	(1.381)	(1.381)	-
Svalutazione crediti diversi (terzi)	(10.000)	(10.000)	-
Totale	168.576	168.407	169

I crediti diversi verso terzi si riferiscono essenzialmente al credito verso la società Cattolica di Assicurazione per le spese sostenute a fronte del Black out del 2003, nonché ai crediti verso Terna e altri gestori per indennizzi ai clienti MT/BT ai sensi della Deliberazione n. 646/15 dell'AEEGSI.

L'incremento dei risconti attivi si riferisce, per euro 1.042 migliaia, ai premi di assicurazione e per euro 714 migliaia alla quota corrente dei progetti di efficienza energetica (realizzati o acquistati).

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 140.792 migliaia

Il dettaglio è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Depositi bancari	136.995	154.022	(17.027)
Depositi postali	3.222	2.096	1.126
Cassa	575	560	15
Totale	140.792	156.678	(15.886)

I depositi bancari si riferiscono ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti, pari a euro 133.958 migliaia (euro 148.886 migliaia al 31 dicembre 2015),

nonchè alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2015 in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario, pari a euro 3.037 migliaia (euro 5.136 migliaia al 31 dicembre 2015).

Passivo

Patrimonio netto

34. Patrimonio netto – Euro 4.568.005 migliaia

Capitale sociale - Euro 2.600.000 migliaia

Il capitale sociale è rappresentato da 2.600.000.000 azioni autorizzate, emesse e interamente versate e possedute dalla controllante Enel S.p.A.. Si ricorda che nel corso del 2006, al fine di ottimizzare la struttura finanziaria di e-distribuzione S.p.A., è stato ridotto il capitale sociale di euro 3.519.200 migliaia, mediante imputazione ad Altre Riserve.

Altre riserve – Euro 1.484.475 migliaia

Riserva legale – Euro 520.000 migliaia

La Riserva legale accoglie euro 333.490 migliaia ad essa assegnati in sede di destinazione dell'utile degli esercizi precedenti come previsto dall'art. 2430 del cod. civ., nonché euro 201.405 migliaia a seguito della conversione e ridenominazione in euro del capitale sociale operata nel 2001.

Il 1° gennaio 2008 euro 14.895 migliaia di Riserva Legale è stata scissa a favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex Enel Servizio Elettrico S.p.A.).

Al 31 dicembre 2016 la Riserva legale risulta pari al 20% del capitale sociale.

Riserva di rivalutazione - Euro 599.097 migliaia

La riserva di rivalutazione rappresenta l'ammontare, al netto dell'imposta sostitutiva del 19%, della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettata all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Non prevedendo nel breve periodo la distribuzione di tale riserva, non è stato rilevato il relativo effetto di fiscalità differita (stimato in euro 54.866 migliaia).

Il 1° gennaio 2008 euro 7.091 migliaia di Riserva di Rivalutazione è stata scissa a favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

Riserva da riduzione del capitale sociale – Euro 648.193 migliaia

La riserva da riduzione del capitale sociale, costituita nel 2006 per euro 3.519.200 migliaia, è stata attribuita per euro 613.000 migliaia alla beneficiaria Enel Energia S.p.A. nell'ambito dell'operazione di scissione della partecipazione in Enel Gas S.p.A. avvenuta nel 2006. Inoltre, in data 11 aprile 2012, l'Assemblea ordinaria della Società ha Deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario in favore dell'Azionista unico Enel S.p.A., pari a euro 3.400.000 migliaia, mediante l'utilizzo della riserva da riduzione del capitale sociale, per euro 2.258.007 migliaia (e delle altre riserve per euro 1.141.993 migliaia).

Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (85.354) migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge comprende le perdite rilevate direttamente a patrimonio netto derivanti dalla valutazione (quota efficace) dei derivati di cash flow hedge che ammontano a euro (113.545) migliaia, al netto dell'effetto fiscale pari a 28.191 migliaia.

I rilasci a Conto economico di utili (perdite) relativi a derivati su tassi di interesse sono rilevati nella voce dei “Proventi finanziari da contratti derivati” o degli “Oneri finanziari da contratti derivati”.

Altre riserve – Euro 455 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 455 migliaia (euro 455 migliaia al 31 dicembre 2015) si riferiscono all'iscrizione del costo di competenza di e-distribuzione S.p.A. derivante dalla partecipazione dei propri dipendenti ai piani di incentivazione e di *stock option* emessi dalla Capogruppo.

Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti – Euro (197.916) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (197.916) migliaia (euro (184.178) migliaia al 31 dicembre 2015) accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali, al netto dell'effetto fiscale, delle passività per benefici definiti.

Di seguito è evidenziata la movimentazione della Riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* e della Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti.

Migliaia di euro							
		Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Altre variazioni	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
	al 31.12.2014					al 31.12.2015	
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(116.343)	(1.886)	(3.889)	-	35.691	(9.815)	(96.242)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(146.685)	40.974	(65.434)	(13.033)	-	-	(184.178)
Totale	(263.028)	39.088	(69.323)	(13.033)	35.691	(9.815)	(280.420)

Migliaia di euro							
		Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte		
	al 31.12.2015					al 31.12.2016	
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(96.242)	(19.607)		6.766	32.730	(9.001)	(85.354)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(184.178)	(15.059)		1.321	-	-	(197.916)
Totale	(280.420)	(34.666)		8.087	32.730	(9.001)	(283.270)

Utili/(perdite) accumulate – Euro 483.530 migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro 642.284 migliaia al 31 dicembre 2015) si riferiscono:

- per euro (342.615) migliaia, in applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19 – Benefici per i dipendenti, alla quota del past service cost non rilevata nei periodi precedenti, al netto dell'effetto fiscale;
- per euro (584.240) migliaia, all'iscrizione degli effetti dell'FTA, a seguito del passaggio della società nel 2006 ai principi contabili internazionali;
- per euro (140.320) migliaia, all'iscrizione degli effetti del cambiamento nel 2012 del trattamento contabile dei Titoli di Efficienza Energetica;
- per euro 87.025 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2015 e esercizi precedenti;

- per euro 13.033 migliaia dall'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia;
- per euro 1.450.647 migliaia all'utile dell'esercizio 2016.

Di seguito viene riportata l'analisi della disponibilità e distribuibilità delle riserve del Patrimonio Netto.

Migliaia di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile	Quote indisponibili
Capitale sociale	2.600.000		-	2.600.000
Riserve di capitale	1.247.290	A,B,C	-	1.247.290
Riserve di utili				
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	-	520.000
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	(96.242)		-	(96.242)
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(184.178)		-	(184.178)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	455		-	455
Utile e perdite accumulate (al lordo del risultato esercizio 2015)	(971.143)		-	(971.143)
Totale	3.116.182		-	3.116.182

A: aumenti di capitale
 B: per copertura di perdite
 C: per distribuzione ai soci

34.1 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli *stakeholders* ed il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un *rating* adeguato.

In tal contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso dell'esercizio 2016.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2016 e 2015 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Posizione finanziaria non corrente	7.854.379	8.051.996	(197.617)
Posizione finanziaria corrente netta	1.473.134	(922.524)	2.395.658
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(641.040)	(742.725)	101.685
Indebitamento finanziario netto	8.686.473	6.386.747	2.299.726
Patrimonio netto	4.568.005	4.729.608	(161.603)
Indice debt/equity	1,90	1,35	(0,55)

35. Finanziamenti – Euro 7.854.379 migliaia, euro 197.617 migliaia ed euro 1.497.534 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti distinto tra la quota corrente e non:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	7.854.379	8.051.996	197.617	209.042
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.497.534	800

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 46 “Strumenti finanziari”.

36. TFR e altri benefici relativi al personale – Euro 420.133 migliaia

La Società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro che altri benefici.

Questi benefici includono le prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto”, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa e altre prestazioni simili.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

- il TFR: a seguito dell'approvazione della legge 27 dicembre 2006 n.296 (legge finanziaria 2007) e dei successivi decreti e regolamenti attuativi, solo le quote di TFR che rimangono nella disponibilità dell'azienda si configurano come un piano a benefici definiti, mentre le quote maturate destinate alla previdenza complementare e al Fondo di Tesoreria presso l'INPS si configurano come un piano a contribuzione definita;
- le Indennità per mensilità aggiuntive e altre simili: in base al CCNL elettrici, i dipendenti assunti fino a luglio 2001 e i dirigenti assunti o nominati fino al 1999, in caso di cessazione del rapporto di lavoro per aver raggiunto i limiti di età o per aver maturato il diritto alla pensione di anzianità, hanno diritto a ricevere alcune mensilità aggiuntive da erogare cumulativamente al trattamento di fine rapporto. Tale beneficio è determinato in misura fissa e non rivalutabile;
- l'“Assistenza sanitaria ASEM”, che accoglie le prestazioni garantite ai dirigenti, in base al CCNL dei dirigenti industriali, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti del Gruppo Enel, è erogato dall'ASEM, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia;
- la “Previdenza Integrativa Aziendale” (PIA), che accoglie un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimenta esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento. Tale voce rappresenta un debito verso la società controllante.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

- il “Premio di fedeltà”: è un beneficio che spetta ai dipendenti, cui viene applicato il CCNL elettrici, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio). L'ammontare del premio è commisurato alla retribuzione lorda mensile percepita al momento della maturazione ed è pari a 1/3 della mensilità al raggiungimento del 25° anno e ad una mensilità intera al raggiungimento del 35° anno;

- i “Piani di incentivazione al personale”, che prevedono l’assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della società, del diritto ad un controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Il saldo dei benefici in esame al 31 dicembre 2016 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Trattamento di fine rapporto	224.215	243.362	(19.147)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	28.488	24.968	3.520
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	884	675	209
Premio fedeltà	23.934	24.261	(327)
Indennità sostitutive sconto energia	9	8	1
Assistenza sanitaria ASEM	40.892	39.795	1.097
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	97.539	101.517	(3.978)
Piano accompagnamento graduale alla pensione	-	-	-
Accordo sconto attivi	542	513	29
Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile	3	3	-
Piani di incentivazione al personale	3.627	6.245	(2.618)
Totale	420.133	441.347	(21.214)

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Sconto Energia	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1 gennaio	243.362	24.968	675	24.261	-	8	39.795	101.517	513	3	6.245	441.347
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	931	30	1.175	-	1	662	-	18	1	1.426	4.244
Interessi passivi	5.018	535	14	490	-	-	827	2.054	11	-	-	8.949
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(94)	215	167	-	-	-	(557)	-	(8)	-	-	(277)
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	12.375	2.440	32	-	-	-	2.241	-	34	-	-	17.122
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(1.946)	(704)	15	-	-	1	875	-	(28)	-	-	(1.787)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	303	-	-	-	5.794	-	-	-	6.097
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(35.024)	(44)	-	(2.337)	-	-	(3.016)	(11.826)	-	(1)	(4.043)	(56.291)
Altre Variazioni	524	147	(49)	42	-	(1)	65	-	2	-	(1)	729
Passività attuariale al 31 dicembre	224.215	28.488	884	23.934	-	9	40.892	97.539	542	3	3.627	420.133

Migliaia di euro

2015

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Sconto Energia	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	254.160	44.836	952	27.198	739.705	61	42.293	109.249	1.493	133	5.982	1.226.062
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	1.545	32	1.276	-	2	724	-	47	5	2.652	6.283
Interessi passivi	5.334	953	17	543	15.409	1	868	2.215	31	-	-	25.371
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	68	(236)	61	-	-	-	(21)	-	(81)	-	-	(209)
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-	-	-	-	-	-	296	-	-	-	-	296
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(4.801)	(123)	200	-	(35.616)	4	(473)	-	(252)	-	-	(41.061)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	(21.808)	(141)	(3.335)	(671.933)	(10)	-	-	(725)	-	-	(697.952)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	2.146	-	-	-	2.482	-	-	-	4.628
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(10.054)	(166)	(210)	(3.289)	(47.576)	(43)	(2.808)	(12.429)	-	(135)	(1.273)	(77.397)
Altre Variazioni	(1.345)	(25)	(236)	(278)	11	(7)	(1.084)	-	-	-	(923)	(3.985)
Altre Variazioni a CE	-	(8)	-	-	-	-	(578)	-	-	-	(193)	(779)
Passività attuariale al 31 dicembre	243.362	24.968	675	24.261	-	8	39.795	101.517	513	3	6.245	441.347

Migliaia di euro	2016	2015
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	4.244	6.283
Interessi passivi netti	8.949	25.371
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	6.097	4.628
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	-	-
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	-	(697.952)
Altre variazioni	-	(779)
Totale	19.290	(662.449)

Migliaia di euro	2016	2015
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	15.057	(40.974)
Altre variazioni	-	-
Totale	15.057	(40.974)

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2016 è pari a euro 4.244 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 6.283 migliaia al 31 dicembre 2015), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a euro 8.949 migliaia (euro migliaia 25.371 al 31 dicembre 2015).

Nel corso dell'esercizio 2015 la società ha rilevato l'estinzione del piano "Sconto Energia" a seguito alla sostituzione, per i beneficiari, di una somma "una tantum" a partire dal 1° gennaio 2016 secondo quanto previsto dagli accordi con le Organizzazioni Sindacali.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Sconto energia	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Sconto energia	Premio di Fedeltà	Altri benefici
	2016					2015				
Tasso di attualizzazione	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%
Tasso di inflazione	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,60%	0%	0%	2,60%	2,60%	2,60%	0,00%	0,00%	2,60%	2,60%

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della predetta passività.

Migliaia di euro	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Sconto energia	Premio di Fedeltà	Altri benefici
	al 31 dicembre 2016				al 31 dicembre 2015				
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	12.136	2.098	1.030	2.912	10.859	2.079	-	1.044	3.163
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	(13.041)	(2.301)	(1.109)	(3.081)	(10.096)	(1.905)	-	(972)	(2.992)
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	6.814	2.443	-	562	7.500	2.186	-	1.160	164
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	39	-	1.217	-	-	-	-	1.160	-
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	-	5.093	-	-	-	4.548	-	-	-
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	2.249	-	11.558	-	1.613	-	-	-

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività netta per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre. In pratica, è improbabile che questo scenario potrebbe verificarsi, anche considerando che le variazioni in alcune assunzioni potrebbero essere correlate.

Le metodologie e le assunzioni utilizzate per l'analisi di sensitività non sono state modificate rispetto al precedente esercizio.

Di seguito, si illustrano i pagamenti attesi nei prossimi esercizi a fronte dei benefici concessi ai dipendenti:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Entro 1 anno	167.816	193.229
tra 1 – 2 anni	260.484	177.711
tra 2 – 5 anni	263.315	446.706
Oltre 5 anni	294.533	381.390

37. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 838.714 migliaia

I fondi rischi e oneri sono destinati a coprire le probabili passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2016		al 31 dicembre 2015	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	72.941	1.044	64.521	309
- Altri	143.611	12.330	159.235	304.000
Totale	216.552	13.374	223.756	304.309
Fondo oneri per incentivi all'esodo	488.157	120.631	685.169	128.897
Totale	704.709	134.005	908.925	433.206

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata:

Migliaia di euro	al 31.12.2015		al 31.12.2016	
	Accantonamenti	Utilizzi	Rilasci a Conto economico	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	64.830	31.750	(8.732)	73.985
- Altri	463.235	13.347	(222.065)	155.941
Totale	528.065	45.097	(230.797)	229.926
Fondo oneri per incentivi all'esodo	814.066	10.865	(202.877)	608.788
Totale fondi rischi e oneri	1.342.131	55.962	(433.674)	838.714

Allo stato attuale, considerata la numerosità e la complessità delle fattispecie del contenzioso, stante l'incertezza relativa alla tempistica degli esborsi, si precisa che l'effetto del valore attuale del denaro non risulta significativo per quanto concerne tutti i fondi rischi e oneri e i relativi accantonamenti e, pertanto, non si è proceduto all'attualizzazione dei fondi rischi e oneri a lungo termine.

Fondo contenzioso, rischi ed oneri diversi – Euro 229.926 migliaia

Il Fondo contenzioso e rischi diversi è destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti) o da contenziosi, sorti in capo alla Società o in cui la stessa è intervenuta a seguito del conferimento del ramo d'azienda da Enel S.p.A. (complessivamente pari a euro 73.985 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 155.941 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento relativo al Fondo vertenze e contenzioso (euro 31.750 migliaia), sono considerati sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuto nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti, alcune delle quali risolte nell'esercizio. Gli accantonamenti sono stati contabilizzati, per euro 8.050 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 10.629 migliaia nella voce "Costi per

servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, per euro 15 migliaia nella voce “Altri oneri finanziari – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” e per euro 13.055 migliaia nella voce “Altri costi operativi - Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” per la parte non direttamente attribuibile per natura.

Nell'accantonamento contabilizzato nella voce “Costi del personale” è anche ricompreso lo stanziamento, pari a euro 6.614 migliaia, dell'onere presunto che potrebbe derivare dal contenzioso con l'INPS connesso all'avviso di addebito da essa notificato alla società nel mese di dicembre 2016.

Gli utilizzi dell'esercizio, pari a euro 8.732 migliaia, e i rilasci a conto economico, pari a euro 13.863 migliaia, si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2016, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali. I rilasci sono contabilizzati nella voce “Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”.

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2016 si riferisce inoltre a rischi di varia natura (euro 155.941 migliaia) quali essenzialmente la stima delle franchigie da corrispondere alle società assicurative a fronte di eventuali danni a terzi, la stima oneri associati ai reclami presentati ai sensi della Delibera AEEGSI n. 188/2012, la stima degli oneri associati agli eventi atmosferici straordinari di fine 2013 che hanno interessato il Nord Italia, la stima degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale e la stima degli oneri da sostenere nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT.

L'accantonamento dell'esercizio (euro 13.347 migliaia) riguarda esclusivamente le franchigie assicurative ed è stato effettuato nella voce di Conto economico “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri”.

Gli utilizzi (euro 222.065 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo stanziato nel 2015 e relativo all'onere “una tantum” da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2016 agli aventi diritto in sostituzione del beneficio “Sconto Energia” (euro 200.516 migliaia) e al Fondo franchigie assicurative (euro 16.347 migliaia).

I rilasci a conto economico si riferiscono all'eccedenza del fondo stanziato in seguito al procedimento A486 dell'AGCM concluso nel 2016 con l'accettazione degli impegni presentati dalla società e-distribuzione (euro 47.270 migliaia) e del fondo connesso all'onere “una tantum” da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2016 agli aventi diritto in sostituzione del beneficio “Sconto Energia” (euro 44.084 migliaia).

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 608.788 migliaia

Il “Fondo oneri per incentivi all'esodo” accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

In particolare nel mese di dicembre 2015, la Società, insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, ha siglato con le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali un ulteriore accordo per l'attivazione delle misure previste dall'art. 4, commi 1-7 ter della Legge 92/2012 al fine di conseguire il corretto dimensionamento degli organici e consentire un'operazione di ricambio generazionale e di riequilibrio occupazionale tra giovani e anziani. Tale accordo ricalca esattamente quanto sottoscritto già nel mese di settembre 2013 relativamente al personale dipendente mentre, in questa occasione, è stato siglato anche un accordo relativamente ai dirigenti che presenta caratteristiche del tutto analoghe a quelle riservate ai dipendenti.

La Società nel 2016 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 10.865 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 202.877 migliaia. Inoltre è rilasciato l'importo di euro 13.266 migliaia

Si evidenzia, che gli accantonamenti e i rilasci al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico “Altri oneri finanziari – Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale” per euro 7.225 migliaia e nella voce “Costo del personale – Altri costi” per euro 3.640 migliaia.

38. Altre passività non correnti – Euro 691.405 migliaia

Il dettaglio delle Altre Passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Risconti passivi su contributi (gruppo)	28.931	30.832	(1.901)
Risconti passivi su contributi (terzi)	515.387	501.727	13.660
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	57.357	45.108	12.249
Risconti passivi su diritti di appoggio fibra ottica	23.853	4.282	19.571
Altre passività non correnti	65.877	16.726	49.151
Totale	691.405	598.675	92.730

I risconti passivi per contributi ricevuti al 31 dicembre 2016 si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale.

In particolare, i risconti passivi su contributi da società del gruppo si riferiscono ai contributi di connessione ricevuti da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (euro 20.556 migliaia), da Enel Energia S.p.A. (euro 4.732 migliaia), da Enel Produzione S.p.A. (euro 3.348 migliaia) e da altre società del gruppo (complessivamente pari a euro 295 migliaia).

L'incremento dei risconti passivi da terzi, pari a euro 13.660 migliaia, deriva dai risconti passivi relativi ai contributi ricevuti dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e altri organismi comunitari, pari a euro 37.489 migliaia, effetto in parte compensato dalla diminuzione dei contributi ricevuti da clienti (euro 23.829 migliaia).

I risconti passivi relativi ai Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono al valore complessivo dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali riconoscerà alla Società a fronte dell'annullamento dei Titoli relativi ai progetti di efficienza energetica realizzati o acquistati.

I risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica si riferiscono al valore del diritto d'uso (IRU) riconosciuto alla società da Open Fiber S.p.A (euro 17.390 migliaia) e da altri operatori (euro 6.463 migliaia al 31 dicembre 2016 ed euro 4.282 al 31 dicembre 2015) per l'appoggio di cavi ottici sull'infrastruttura fisica di e-distribuzione.

Le altre passività non correnti si riferiscono al valore dei pagamenti da effettuare nei confronti dell'INPS per isopensione e contribuzione figurativa per i dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012.

39. Debiti commerciali – Euro 3.430.184 migliaia

La voce accoglie i debiti relativi al trasporto di energia, appalti, materiali, apparecchi e prestazioni diverse a fronte di attività svolte e consegne effettuate entro il 31 dicembre 2016.

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti commerciali verso terzi	3.176.409	2.332.136	844.273
Debiti commerciali verso società controllante	34.142	43.468	(9.326)
Debiti commerciali verso società controllate	16	-	16
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	219.617	235.868	(16.251)
Totale	3.430.184	2.611.472	818.712

L'incremento dei debiti commerciali verso terzi, pari a euro 818.712 migliaia, deriva dall'incremento dei debiti verso terzi, pari a euro 844.273 migliaia, parzialmente compensata dal decremento dei debiti verso le società del Gruppo, pari a euro 25.561 migliaia.

In particolare l'incremento dei debiti commerciali verso terzi è riconducibile essenzialmente all'adesione alla convenzione stipulata tra il GSE S.p.A. e Mediocredito Italiano relativamente alla dilazione commerciale per il versamento della componente A3. In particolare tale convenzione ha consentito, per la fattura di euro 1.253.412 migliaia in scadenza nel mese di dicembre 2016, il posticipo della scadenza al mese di gennaio 2017. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal posticipo al mese di gennaio 2016 del pagamento di due fatture verso Terna S.p.A. in scadenza entro dicembre 2015, per un importo pari a euro 311.519 migliaia.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Italia	3.411.610	2.578.680	832.930
Spagna	305	5.601	(5.296)
Cina	2.862	8.405	(5.543)
Francia	6.640	10.508	(3.868)
Romania	1.543	1.890	(347)
Altri	7.224	6.388	836
Totale	3.430.184	2.611.472	818.712

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	3.430.184	3.430.129	38	18

Migliaia di euro				
	al 31.12.2015	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.611.472	2.611.278	136	58

I debiti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti verso società controllante	34.142	43.468	(9.326)
Enel Spa	34.142	43.468	(9.326)
Debiti verso società controllate	16	-	16
Enel M@p Srl	16	-	16
Debiti verso altre società del gruppo	219.617	235.868	(16.251)
Enel Italia Srl	120.883	119.282	1.601
Enel Factor Spa	75.055	79.621	(4.566)
Servizio Elettrico Nazionale Spa (già Enel Servizio Elettrico SpA)	20.353	34.427	(14.074)
Enel Produzione Spa	1.168	842	326
Enel Energia Spa	553	571	(18)
Enel Sole Srl	97	90	7
Enel Green Power Spa	453	410	43
Altre società del gruppo	1.055	625	430
Totale	253.775	279.336	(25.561)

Per la natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 49 relativa all' "Informativa sulle parti correlate".

40 Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 2.701.790 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Perequazioni	152.698	275.405	(122.707)
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	100.801	155.738	(54.937)
Altre componenti A e UC	2.439.923	2.670.936	(231.013)
Altri debiti verso CSEA	8.368	59.401	(51.033)
Totale	2.701.790	3.161.480	(459.690)

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2016 accoglie esclusivamente il valore risultante dall'applicazione del meccanismo di perequazione misura (euro 152.698 migliaia). Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2015 accoglie essenzialmente il valore risultante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione misura (euro 137.993 migliaia), perdite di rete (euro 31.550 migliaia) e ricavi di distribuzione (euro 105.862 migliaia).

Il decremento del debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazione deriva sostanzialmente:

- dalla riduzione del meccanismo di perequazione perdite di rete iscritto nell'esercizio 2015 (pari ad euro 31.550 migliaia), a seguito della determinazione da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali di un valore a credito per l'esercizio 2015 pari ad euro 27.238 migliaia (che ha portato alla rilevazione di una sopravvenienza attiva pari ad euro 58.788 migliaia);
- dal pagamento del meccanismo di perequazione ricavi di distribuzione per l'anno 2015 pari a complessivi euro 102.696 migliaia e dalla conseguente iscrizione di una sopravvenienza attiva pari ad euro 3.166 migliaia;

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione del valore risultante dal meccanismo di perequazione misura dell'esercizio 2016 per euro 14.705 migliaia.

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per penali e indennizzi sulla continuità del servizio accoglie la stima delle penali relative alla continuità del servizio dell'esercizio in chiusura (ai sensi del Titolo IV della Deliberazione n.646/15 dell'AEEGSI), pari a euro 34.500 migliaia (euro 77.000 migliaia al 31 dicembre 2015).

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per penali e indennizzi sulla continuità del servizio accoglie, inoltre, la stima degli indennizzi da corrispondere in merito alla regolazione individuale legata al numero di interruzioni lunghe dei clienti MT (Titolo V della Deliberazione n.646/15 dell'AEEGSI) e quella legata alle interruzioni prolungate ed estese dei clienti MT e BT (Titolo VII della Deliberazione n.646/15 dell'AEEGSI), complessivamente pari ad euro 66.301 migliaia (euro 55.569 migliaia al 31 dicembre 2015).

La riduzione dei debiti per componenti A e UC, pari ad euro 231.013 migliaia, deriva da una minore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema.

La riduzione degli altri debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari ad euro 51.033 migliaia, è riconducibile al pagamento dell'ultima annualità del debito iscritto nel 2012 per la restituzione degli importi previsti dall'Art. 15.7 del TIME, a seguito del versamento, in un'unica soluzione, delle prime quattro annualità 2012-2015 dell'integrazione dei ricavi a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici.

41. Debiti per imposte sul reddito – Euro 141 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti IRES	-	215.408	(215.408)
Imposte estere	141	113	28
Totale	141	215.521	(215.380)

Il debito per imposte estere si riferisce alla stima delle imposte di competenza della branch denominata "Enel Distribuzione S.p.A. Roma – Sucursala București" costituita per la realizzazione di un sistema chiavi in mano di Smart Metering per la società E.ON Moldova Distributie SA.

Il debito per IRES presente al 31 dicembre 2015 si riferisce al saldo netto tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio in corso e gli acconti versati nel corso dell'anno. Come precedentemente esposto, nel 2016 il saldo netto tra la stima dell'IRES per l'esercizio e gli acconti versati risultava a credito per euro 230.226 migliaia ed esposto nella voce "Crediti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 28.

42. Altri debiti tributari – Euro 31.462 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti verso l'Erario per IVA	2.266	2.411	(145)
Debiti per ritenuta di imposta	28.080	30.012	(1.932)
Debiti per imposte erariali ed addizionali su E.E.	542	542	-
Debiti tributari diversi	574	37	537
Totale	31.462	33.002	(1.540)

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Il debito per ritenuta d'imposta si riferisce all'IRPEF da versare da parte di e-distribuzione S.p.A. in qualità di sostituto d'imposta.

43. Altre passività finanziarie correnti – Euro 107.588 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Interessi passivi su mutuo BEI	2.272	2.724	(452)
Interessi passivi su mutui altre società del gruppo	65.929	65.929	-
Interessi passivi su mutui agevolati	4	6	(2)
Interessi passivi su mutuo CDP	98	59	39
Interessi su c/c intersocietario	39.285	38.215	1.070
Totale	107.588	106.933	655

La riduzione degli interessi passivi su mutui BEI deriva dall'estinzione della quota capitale della prima tranche del prestito concesso nel 2000.

Gli interessi passivi verso altre società del Gruppo si riferiscono all'iscrizione degli interessi passivi sui finanziamenti ricevuti nel 2012 dalla società Enel Finance International N.V.

La riduzione del debito per interessi sul conto corrente intersocietario deriva essenzialmente dall'andamento del saldo del conto corrente intersocietario.

44. Altre passività correnti – 571.157 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti diversi verso il personale	118.030	99.709	18.321
Depositi cauzionali da clienti	37.299	35.793	1.506
Debiti diversi verso clienti	84.498	88.069	(3.571)
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	77.781	82.297	(4.516)
Acconti Diversi:	188.840	198.466	(9.626)
Acconti diversi (gruppo)	24.558	24.563	(5)
Acconti diversi (terzi)	164.282	173.903	(9.621)
Ratei passivi	3.538	4.986	(1.448)
Risconti passivi	27.209	16.595	10.614
Risconti passivi (gruppo)	656	-	656
Risconti passivi (terzi)	26.553	16.595	9.958
Debiti diversi:	33.962	48.426	(14.464)
Debiti diversi (terzi)	33.039	41.974	(8.935)
Debiti diversi (gruppo)	923	6.452	(5.529)
Totale	571.157	574.341	(3.184)

L'incremento dei debiti verso il personale, pari a euro 18.321 migliaia, si riferisce essenzialmente all'iscrizione del debito, pari a euro 32.782 migliaia, relativo all'onere una tantum sostitutivo del beneficio "Sconto Energia" da erogare agli aventi diritto, parzialmente compensato dalla riduzione, pari a euro 3.360 migliaia, delle competenze da erogare al personale in uscita e dei pagamenti da effettuare nei confronti dell'INPS per isopensione e contribuzione figurativa per i dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012.

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto e di connessione.

I debiti verso istituti previdenziali e assicurativi accolgono i contributi (obbligatori o relativi alla previdenza complementare) a carico della Società o del personale, aventi scadenza entro dodici mesi. Si riferiscono in particolare a debiti verso i Fondi pensione del personale di e-distribuzione S.p.A. (FONDENEL e FOPEN) e agli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali principalmente ferie maturate, e non godute, e straordinari.

Il decremento degli Acconti diversi da terzi, pari a euro 9.626 migliaia, si riferisce essenzialmente alla riduzione degli Acconti su contributi ricevuti da enti e organismi comunitari (euro 9.147 migliaia) parzialmente compensata dall'aumento degli acconti su contributi per allacciamenti e aumenti di potenza da terzi (euro 1.866 migliaia).

I risconti passivi, pari a euro 27.209 migliaia, si riferiscono essenzialmente dall'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica.

La riduzione dei debiti diversi verso società del gruppo deriva dalla diminuzione di debiti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per rimborsi da effettuare a clienti finali ai sensi del Titolo V della deliberazione 646/15.

45. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente Nota di commento è quello di fornire le *disclosure* che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la *performance* della società.

45.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti e crediti	45.1.1	641.027	742.711	5.128.312	4.360.694
Attività finanziarie disponibili per la vendita	45.1.2	70	70	-	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	45.1.3	13	13	-	-
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	47	6.801	-	5.838	-
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		6.801	-	5.838	-
Totale		647.911	742.794	5.134.150	4.360.694

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 "*Derivati e Hedge Accounting*".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al *fair value*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 "*Fair value measurement*".

45.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti (L&R) per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015		al 31.12.2016	al 31.12.2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	33	140.792	156.678
Crediti commerciali		-	-	25	4.824.006	3.145.250
Crediti per lavori in corso su ordinazione		-	-	26	168	441
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	30	120.453	1.013.829
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali:		-	-	27	17.008	16.746
- Crediti verso CSEA per componente AS (Bonus Sociale)		-	-		8.346	8.974
- Crediti verso CSEA per componente CMOR		-	-		8.662	7.772
Altre attività finanziarie correnti		-	-	31	57	73
Altre attività correnti:		-	-	32	25.828	27.677
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		645	885
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		18.062	16.691
- Note di credito da ricevere		-	-		7.121	10.101
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	22	641.027	742.711		-	-
Totale		641.027	742.711		5.128.312	4.360.694

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2016 ammontano a euro 4.824.006 (euro 3.145.251 migliaia al 31 dicembre 2015) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 161.136 migliaia alla fine dell'anno 2016 a fronte di un saldo di apertura di euro 154.148 migliaia.

La tabella seguente indica le movimentazioni dei fondi svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Migliaia di euro				
	Svalutazione crediti non tassata	Svalutazione crediti tassata	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 31.12.2014	15.197	101.046	2.563	118.806
Accantonamenti	-	39.939	2.731	42.670
Utilizzi	(655)	-	(1)	(656)
Ammontare inutilizzato riversato	(6.672)	-	-	(6.672)
Altre variazioni	63.695	(63.695)	-	-
Totale al 31.12.2015	71.565	77.290	5.293	154.148
Accantonamenti	-	9.932	439	10.371
Utilizzi	-	-	(30)	(30)
Ammontare inutilizzato riversato	(3.353)	-	-	(3.353)
Altre variazioni	3.330	(3.330)	-	-
Totale al 31.12.2016	71.542	83.892	5.702	161.136

Per il contenuto delle altre voci inserite nei Finanziamenti e crediti si rinvia alle specifiche Note di commento.

In particolare, si evidenzia che i Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali considerati nei Finanziamenti e crediti si riferiscono alle posizioni creditorie per componenti tariffarie riconosciute dalla CSEA a e-distribuzione per il servizio di trasporto effettuato, in contropartita alle poste patrimoniali di natura commerciale così generate.

Inoltre, si precisa che nella Nota di commento n. 46 "Risk Management" è fornita l'informativa su l'ageing crediti scaduti, ma non svalutati.

45.1.2 Attività finanziarie disponibili per la vendita

La tabella seguente espone le attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Partecipazioni in altre imprese	20	70	70	-	-
Totale		70	70	-	-

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente).

45.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

La tabella seguente espone le attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Titoli	22	13	13	-	-
Totale		13	13	-	-

I titoli a medio – lungo termine sono costituiti essenzialmente da obbligazioni della Controllante Enel S.p.A. e Buoni del Tesoro Pluriennali depositati a cauzione presso terzi.

45.1.4 Strumenti finanziari dati in garanzia

La tabella seguente indica le attività finanziarie detenute a garanzia che sono esposte nella voce “Disponibilità liquide” e si riferiscono al valore dei conti correnti vincolati.

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Depositi a breve termine	4.378	5.316	(938)
Totale	4.378	5.316	(938)

45.2 Passività finanziarie per categorie

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a conto economico.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	45.2.1	7.854.379	8.051.996	7.803.009	5.782.446
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	21	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	-	-
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	21	129.061	124.918	-	191
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		129.061	124.918	-	191
Totale		7.983.440	8.176.914	7.803.009	5.782.637

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 “*Derivati e Hedge Accounting*”.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 “*Fair value measurement*”.

45.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti (L&R) per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015		al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	35	7.854.379	8.051.996	35	197.617	209.042
Finanziamenti a breve termine		-	-	35	1.497.534	800
Debiti commerciali		-	-	39	3.430.184	2.611.472
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali:		-	-	40	2.448.290	2.730.337
- <i>Altre componenti A e UC</i>		-	-		2.439.922	2.670.936
- <i>Altri debiti verso CSEA</i>		-	-		8.368	59.401
Altre passività finanziarie correnti		-	-	43	107.588	106.933
Altre passività correnti:		-	-	44	121.796	123.862
- <i>Depositi cauzionali da clienti</i>		-	-		37.299	35.793
- <i>Debiti diversi verso clienti</i>		-	-		84.497	88.069
Totale		7.854.379	8.051.996		7.803.009	5.782.446

Per il contenuto delle voci si rinvia alle specifiche Note di commento.

In particolare, si evidenzia che i Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono ai debiti per componenti tariffarie da corrispondere alla CSEA, iscritti in contropartita di poste patrimoniali creditizie di natura commerciale, generate dallo svolgimento del servizio di trasporto.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 8.051.997 migliaia di euro

Tali voci riflettono il debito a lungo termine relativo a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

In particolare, tali voci accolgono per euro 5.500.000 migliaia, due prestiti concessi dalla società del gruppo Enel Finance International NV. Tali prestiti, entrambi di durata decennale, sono stati concessi in due tranches; la prima, per euro 3.500.000 migliaia, ad un tasso fisso del 6,30% e la seconda, per euro 2.000.000 migliaia ad un tasso del 5,70%.

Tali prestiti sono rimborsabili alla scadenza e non sono garantiti.

Inoltre, tali voci accolgono, per complessivi euro 1.479.619 migliaia, cinque prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per finanziare alcuni investimenti realizzati dalla società.

Il primo, di importo originario pari a euro 500.000 migliaia, è stato concesso nel 2003 per finanziare gli investimenti programmati riferiti al “Progetto contatore elettronico” nel periodo 2003-2005; tale prestito, di durata quindicinale e contratto ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a tre mesi, è rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2008 ed è garantito da fidejussioni rilasciate da Istituti di credito (il valore residuo al 31 dicembre 2016 è pari a euro 90.909 migliaia).

Il secondo, di importo originario pari a euro 600.000 migliaia, è stato concesso nel 2006, per finanziare il programma di investimenti di e-distribuzione S.p.A. relativo al triennio 2006-2008, denominato “Efficienza Rete”; tale prestito, di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,26%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2012 ed è garantito da fidejussioni rilasciate da Istituti di credito (il valore residuo al 31 dicembre 2016 è pari a euro 400.000 migliaia).

Il terzo, di importo originario pari a euro 350.000 migliaia e denominato “Efficienza Rete III”, è stato concesso nel 2011, ed è finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale di e-distribuzione S.p.A. per il periodo 2012-2014; tale prestito di durata ventennale e stato contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,84%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2016 ed è garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A. (l'importo residuo al 31 dicembre 2016 è pari a 338.710 migliaia).

Nel corso del 2012 è stata concessa un'estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III B”, per complessivi euro 380.000 migliaia, sempre di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 1,65%; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2018 ed è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A..

A novembre 2013 è stata concessa un'ulteriore estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III C”, per un importo di euro 270.000 migliaia, di durata ventennale remunerato al tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 1,00%, garantito da una *parent company* rilasciata da Enel S.p.A.. Il rimborso avverrà con rate semestrali a partire dal 2019.

L'importo rimborsato nell'anno 2016 di tali finanziamenti è stato pari complessivamente a euro 119.472 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 1.072.000 migliaia due prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti che ha utilizzato a riguardo fondi propri ovvero fondi ad essa concessi dalla BEI. Il primo, di durata ventennale, rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2014 al 2028, è stato erogato per finanziare investimenti della società per il triennio 2009-2011. Una prima parte, pari a euro 800.000 migliaia è stata erogata in due *tranches* (10 luglio e 15 ottobre 2009) ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato dell'1,86075% (Prima *tranche*) e dell'1,91% (Seconda *tranche*). Una seconda parte, pari a euro 200.000, è stata erogata nel 2011 ad un tasso variabile

pari al massimo all'EURIBOR a 6 mesi maggiorato di 1,7065%. Tale finanziamento è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.. Il secondo, pari a euro 340.000 migliaia, è stato erogato nel 2012 a seguito dell'estensione del contratto quadro del 2009 per il finanziamento degli investimenti 2012-2014. A tale finanziamento è applicato un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a 6 mesi maggiorato di 1,94% ed è anch'esso assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A..

L'importo rimborsato nell'anno 2016 di tali finanziamenti è stato pari complessivamente a euro 89.333 migliaia.

Tali voci includono anche un mutuo a tasso agevolato (legge 365/2000), ottenuto nel 2008 dalla San Paolo IMI S.p.A. per un importo pari ad euro 1.549 migliaia, destinati alla ricostruzione degli impianti danneggiati da eventi alluvionali nella Regione Piemonte e Liguria. Tale mutuo ha una durata di sette anni, è contratto a tasso fisso agevolato del 4,90% ed è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dall'esercizio 2011. L'importo residuo di tale finanziamento è pari ad euro 377 migliaia.

Il contratto di conto corrente intercompany con Enel S.p.A. prevede l'addebito degli interessi sulla base della media mensile del tasso Euribor a 1 mese maggiorato di uno *spread* dello 1% a partire dal 1° luglio 2016 (precedentemente era pari a 0,85%) più un ulteriore *spread* del 3% in caso di superamento del fido di cassa accordato.

Sui finanziamenti a tasso variabile sono stati stipulati con la Controllante dei contratti di copertura contro il rischio di variazione del tasso d'interesse che maturano oneri e proventi finanziari.

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2016 in migliaia di euro, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'interesse.

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	<i>fair value</i>
al 31.12.2016					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	378	378	249	129	380
- tasso variabile	2.551.619	2.551.619	197.369	2.354.250	2.623.119
Totale finanziamenti bancari	2.551.997	2.551.997	197.618	2.354.379	2.623.499
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti non bancari	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
Totale finanziamenti a tasso fisso	5.500.378	5.500.378	249	5.500.129	5.500.380
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.551.619	2.551.619	197.369	2.354.250	2.623.119
Totale	8.051.997	8.051.997	197.618	7.854.379	8.123.499

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	fair value
al 31.12.2015					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	614	614	237	378	619
- tasso variabile	2.760.424	2.760.424	208.805	2.551.619	2.827.177
- linee di credito revolving (quota utilizzata)					
Totale finanziamenti bancari	2.761.039	2.761.039	209.042	2.551.996	2.827.796
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti non bancari	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	5.500.000
Totale finanziamenti a tasso fisso	5.500.614	5.500.614	237	5.500.378	5.500.619
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.760.424	2.760.424	208.805	2.551.619	2.827.177
Totale	8.261.039	8.261.039	209.042	8.051.996	8.327.796

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 46 "Risk Management" e sui livelli del fair value, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 "Fair value measurement".

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso d'interesse.

Migliaia di euro	Saldo	Valore nominale	Saldo	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2016		al 31.12.2015	al 31.12.2016	
Euro	8.051.997	8.051.997	8.261.039	4,50%	4,50%
Valuta estera					
Totale valute non euro	-	-	-		
TOTALE	8.051.997	8.051.997	8.261.039		

Nell'esercizio 2016 non sono stati sottoscritti nuovi finanziamenti.

Finanziamenti a breve termine – 1.497.534 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2016 distinti per natura.

Migliaia di euro			
		al 31.12.2016	al 31.12.2015
			2016-2015
Finanziamenti bancari a breve termine		7	800
Conto corrente intersocietario		1.497.527	-
Totale		1.497.534	800
			1.496.734

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante per l'espletamento del servizio di tesoreria (al 31 dicembre 2015 il saldo era positivo per euro 889.848 migliaia ed esposto nella voce "Crediti finanziari a breve termine", si rinvia alla Nota di commento n. 30).

I finanziamenti a breve termine si riferiscono inoltre ai debiti verso banche a breve costituiti dai saldi temporanei risultanti alla data del 31 dicembre ed azzerati nei primi giorni del mese di gennaio per effetto della gestione di tesoreria centralizzata del Gruppo.

Si precisa che il *fair value* dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso d'interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
%				
Tasso variabile	32%	19%	33%	20%
Tasso fisso	68%	81%	67%	80%
Totale	100%	100%	100%	100%

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note di commento.

45.2.2 Utili (perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati:

	Utili/(perdite) netti		Di cui:
	2016	2015	Impairment / Ripristini di impairment
			2016
Finanziamenti e crediti	(47.090)	(36.846)	(7.018)
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	52.684	(40.120)	-

Per i dettagli sugli utili (perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 13 "Proventi/oneri finanziari da contratti derivati".

46. Risk management

46.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta ad una varietà di rischi finanziari tra i quali, principalmente, il rischio di mercato, il rischio di credito ed il rischio di liquidità.

I *senior manager* della Società supervisionano la gestione di tali rischi, supportati da specifici comitati, assicurando che le attività sui rischi finanziari siano governate da *policy* e procedure appropriate e che i rischi finanziari siano identificati, misurati e gestiti in accordo con le *policy* e gli obiettivi definiti a livello di Gruppo.

Come parte della *governance* di *risk management* i rischi di mercato sono gestiti attraverso specifiche *policy* definite sia a livello di Gruppo che di singola *Country/Business Line* con specifici Comitati Rischi responsabili di definire e supervisionare le *policy* strategiche.

La *governance* fornisce un sistema di limiti operativi, articolati sulle diverse tipologie di rischio, che sono periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.

46.2 Rischi di mercato

Per rischio di mercato si intende il rischio che i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* possano fluttuare a causa di variazioni nei prezzi di mercato.

e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio della sua attività, è esposta principalmente al rischio tasso di interesse, derivante dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento a tasso variabile, e al rischio tasso di cambio, derivante da flussi finanziari denominati in divisa diversa dall' euro.

Le *policy* di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari applicabili a livello di singola Società prevedono la stabilizzazione degli effetti a Conto Economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Tale obiettivo può essere raggiunto direttamente alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura della stessa, e attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti finanziari derivati *Over the counter (OTC)* con la Capogruppo.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio tasso di interesse è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

La principale fonte di rischio tasso di interesse deriva dalla variazione nei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito indicizzato a tasso variabile, dalla negoziazione delle condizioni economiche dei nuovi strumenti di debito nonché dalle variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al *fair value*.

Per e- distribuzione S.p.A. la fonte dell'esposizione al rischio tasso di interesse non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio e si riferisce principalmente all'ammontare dell'indebitamento indicizzato a tasso variabile per il potenziale impatto negativo, che un aumento del livello dei tassi di interesse di mercato potrebbe avere sul Conto Economico in termini di maggiori oneri finanziari netti.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 45 "*Strumenti finanziari*".

La Società gestisce il rischio di tasso di interesse sia attraverso la diversificazione delle passività finanziarie per tipologia contrattuale, tipologia di tasso nonché scadenza, sia tramite la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite il ricorso a strumenti finanziari derivati *OTC*, in particolare *interest rate swap*.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Attraverso i contratti di *interest rate swap*, la Società concorda con la controparte di scambiare periodicamente flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

In particolare, i contratti di *interest rate swap floating-to-fixed* trasformano una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Viceversa, i contratti di *interest rate swap fixed-to-floating* trasformano una passività finanziaria a tasso fisso valutata al *fair value* in una passività a tasso variabile neutralizzando in tal modo l'esposizione del *fair value* alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

La seguente tabella mostra il valore opzionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2016 e 31 dicembre 2015 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.032.845	1.149.091
Interest rate options	-	-
Totale	1.032.845	1.149.091

Gli strumenti finanziari derivati possono essere designati come di *Cash Flow Hedge* o di *Fair value Hedge* qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IAS 39, altrimenti sono classificati come di *Trading*.

La Società non stipula contratti derivati a fini speculativi.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 "*Derivati e hedge accounting*".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto Economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Al 31 dicembre 2016 il 32% (33% al 31 dicembre 2015) dell'indebitamento finanziario lordo è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dallo IAS 39), l'indebitamento finanziario lordo, al 31 dicembre 2016, risulta essere coperto all'81% (coperto all'80% al 31 dicembre 2015).

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio Netto, per la componente di copertura dei derivati in *Cash flow hedge*, che a Conto Economico per i derivati in *fair value hedge*, per i derivati che non si qualificano in *Hedge Accounting* e per la quota parte di indebitamento netto non coperto da strumenti derivati.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento ed in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

Migliaia di euro	al 31.12.2016		al 31.12.2015		
	Aumento/riduzione nei basis points	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Debito non coperto	0,25%	3.797	-	4.028	-
	(0,25%)	(3.797)	-	(4.028)	-
Cash flow hedge	0,25%	-	17.444	-	19.706
	(0,25%)	-	(17.444)	-	(19.706)
Trading	0,25%	-	-	-	-
	(0,25%)	-	-	-	-

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

La principale fonte di rischio tasso di cambio deriva dalle variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in una valuta differente rispetto all'euro quali costi, ricavi, passività e attività finanziarie.

Per e- distribuzione S.p.A. la fonte dell'esposizione al rischio tasso di cambio è marginale e si riferisce principalmente ai flussi di natura commerciale denominati in divisa estera, principalmente dollari statunitensi.

Al 31 dicembre 2016 risultano pertanto in essere contratti a copertura del rischio cambio di operazioni previste altamente probabili connesse all'acquisizione di contatori digitali.

Al fine di minimizzare tale rischio, e-distribuzione SpA stipula con la capogruppo Enel SpA contratti derivati *Over the counter (OTC)*, ed in particolare *currency forward*.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, ad una determinata data futura e ad un certo tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* ed il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Il nozionale al 31 dicembre 2016 è pari a circa 281 milioni di euro mentre, lo scorso anno non essendo e-distribuzione esposta al rischio tasso di cambio, non erano stati stipulati contratti a copertura del rischio tasso di cambio.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Cross currency rate swaps (CCIRSs)	-	-
Currency forwards	281.199	-
Currency swaps	-	-
Totale	281.199	-

Analisi di sensitività del tasso di cambio

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in Cash flow hedge, che a Conto economico per i derivati che non si qualificano in Hedge Accounting.

Tali scenari sono rappresentati dall' apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

La seguente tabella mostra l'analisi di sensitività per variazioni possibili nei tassi di cambio di incremento e decremento del +10/-10%.

Migliaia di euro	al 31.12.2016		al 31.12.2015		
	Aumento/riduzione nei tassi di cambio	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Debito non coperto	0,10%	-	-	-	-
	(0,10%)	-	-	-	-
Cash flow hedge	0,10%	-	30.006	-	-
	(0,10%)	-	(24.654)	-	-
Trading	0,10%	-	-	-	-
	(0,10%)	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e- distribuzione S.p.A. non detiene passività finanziarie denominate in divisa diversa dall'euro

Rischio di prezzo delle Commodity

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, essenzialmente rame ed alluminio, nell'esercizio 2005 sono stati posti in essere contratti derivati, in particolare *collar*, i cui esiti si sono riversati nell'esercizio 2006. Dal 2007 tali prodotti derivati non sono stati rinnovati.

Si evidenzia che la Società valuta non rilevante l'eventuale impatto delle variazioni dei prezzi di tali *commodity*.

46.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto con i clienti, tale da generare una perdita. La Società è esposta a rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche e le società finanziarie, le transazioni in valuta estera e gli altri strumenti finanziari.

Variazioni inattese del merito creditizio di una controparte generano effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Nell'ambito del processo delle operazioni di distribuzione di energia elettrica, la scelta delle controparti è monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di default della controparte.

Le posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati sono stipulate mediante la selezione di primarie istituzioni finanziarie nazionali ed internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti ed attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio.

Il rischio di credito da operazioni con banche e istituti finanziari è gestito dalla tesoreria accentrata, in linea con le *policy* di Gruppo. Gli investimenti dei *surplus* di liquidità sono realizzati solo con controparti autorizzate e nei limiti di credito assegnati a ciascuna controparte. Tali limiti sono rivisti dal Consiglio di Amministrazione del Gruppo su base annua, e possono essere aggiornati durante l'anno soggetto all'approvazione del Comitato Finanziario di Gruppo. I limiti sono fissati al fine di ridurre al minimo la concentrazione dei rischi e quindi limitare le perdite generate dal potenziale default della controparte. Si generano concentrazioni di rischio quando un certo numero di controparti, impegnate in attività analoghe o attività nella stessa area geografica o che hanno caratteristiche economiche che potrebbero influire sulla loro capacità di far fronte alle obbligazioni contrattuali, sono influenzate allo stesso modo dalle variazioni delle condizioni economiche, politiche, ecc. Tali concentrazioni indicano la sensibilità relativa della performance della Società negli sviluppi che interessano un settore particolare.

La Società svolge il servizio di distribuzione e misura di energia elettrica in concessione Ministeriale, pertanto opera con i clienti (trader) che abbiano i requisiti previsti dall'AEEGSI.

Al fine di evitare eccessive concentrazioni di rischio, le politiche e le procedure del Gruppo includono specifiche linee guida che si incentrano sul mantenimento di un portafoglio diversificato. Concentrazioni identificate di rischio di credito sono monitorate e gestite di conseguenza.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2016 e 2015 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo 45 "Strumenti Finanziari".

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Si riporta di seguito il dettaglio dei crediti commerciali (al lordo del fondo svalutazione crediti), esposti nella Nota di commento n.25, con evidenza di quello scaduto e non svalutato.

Migliaia di euro	
	al 31.12.2016
Crediti commerciali svalutati	161.136
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	4.483.839
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati	340.167
- da meno di tre mesi	65.676
- da tre a sei mesi	13.459
- da sei a dodici mesi	35.785
- da dodici a ventiquattro mesi	128.488
- da più di ventiquattro mesi	96.759
Totale	4.985.142

46.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito *committed* disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di *maturity* del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati/valute e controparti.

Nell'ambito del Gruppo, Enel S.p.A. svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata, garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali.

La Capogruppo sopperisce ai fabbisogni di liquidità principalmente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Il *forecasting* dei flussi di cassa è predisposto dalla Società in collaborazione con la Finanza di Gruppo che monitora in maniera *rolling* le previsioni sulle esigenze di liquidità della Società e del Gruppo, al fine di assicurare le disponibilità liquide sufficienti per soddisfare le esigenze operative.

La società al 31 dicembre 2016 ha un fido di cassa con Enel S.p.A. di 1.500 milioni di euro utilizzato per 1.498 milioni di euro

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società e dei derivati sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

Migliaia di euro	Scadenza entro			
	1 anno	da 1 a 2 anni	da 2 a 5 anni	Maggiore di 5 anni
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso	249	129	-	-
- tasso variabile	197.369	222.702	585.742	1.545.806
- linee di credito revolving (quota utilizzata)	-	-	-	-
Totale	197.618	222.831	585.742	1.545.806
Finanziamenti non bancari:				
- tasso fisso	-	-	-	5.500.000
- tasso variabile	-	-	-	-
Totale	-	-	-	5.500.000
Derivati:				
Derivati di FVH	-	-	-	-
Derivati di CFH	29.579	25.088	51.019	25.575
Derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-
TOTALE	227.197	247.919	636.761	7.071.381

47. Derivati e Hedge Accounting

47.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al *fair value*, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro *fair value*.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi (tasso d'interesse, tasso di cambio e prezzo su *commodity*) quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

All'*inception* della transazione la Società documenta la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, così come la propria strategia e gli obiettivi di *risk management*. Inoltre la Società documenta, all'*inception* e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di *fair value* e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge, o
- cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la società è esposta si rimanda alla Nota di commento n. 46 "*Risk management*".

Fair value hedge

Il *fair value hedge* è utilizzato dalla Società per la copertura dell'esposizione al rischio di variazione del *fair value*, di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili ad un rischio specifico e potrebbero impattare il conto economico.

Le variazioni di *fair value* di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto Economico, coerentemente con le variazioni di *fair value* dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'*hedge accounting*, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso d'interesse effettivo, è ammortizzato a Conto Economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

e- distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2016 derivati di *fair value hedge*.

Cash flow hedge

Il *cash flow hedge* è applicato con l'intento di coprire la Società dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati ad un'attività, una passività o una transazione altamente probabile che impatterà il conto economico. Tali variazioni sono attribuibili ad un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto Economico.

e-distribuzione S.p.A. detiene al 31 dicembre 2016 derivati di *cash flow hedge* e si riferiscono alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine e a tasso variabile, nonché alla copertura del rischio di cambio connesso all'acquisto dei contatori digitali per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto, suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al *fair value* dei contratti derivati, si veda la Nota di commento n. 48 "*Fair value measurement*".

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
DERIVATI ATTIVI								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso di cambio	159.346	-	6.801	-	121.853	-	5.838	-
Totale	159.346	-	6.801	-	121.853	-	5.838	-
Derivati al FVTPL:								
TOTALE DERIVATI ATTIVI	159.346	-	6.801	-	121.853	-	5.838	-

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
DERIVATI PASSIVI								
Fair value hedge								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.032.845	1.126.364	129.061	124.918	-	22.727	-	191
Totale	1.032.845	1.126.364	129.061	124.918	-	22.727	-	191
TOTALE DERIVATI PASSIVI	1.032.845	1.126.364	129.061	124.918	-	22.727	-	191

47.1.1 Impatto dei derivati di copertura sul patrimonio netto

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow edge avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

Migliaia di euro	2016			2015		
	Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia	Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b)	Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia
Copertura del tasso di interesse	32.245	(32.209)	(520)	1.886	(35.171)	(520)
Copertura del tasso di cambio	(12.638)	-	-	-	-	-
Copertura del prezzo di commodity	-	-	-	-	-	-
Derivati di copertura	19.607	(32.209)	(520)	1.886	(35.171)	(520)

47.1.2 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro	Strumento di copertura	Elemento coperto	Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
			al 31.12.2016		al 31.12.2015	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile		(129.061)	1.032.845	(125.109)	1.149.091
Totale			(129.061)	1.032.845	(125.109)	1.149.091

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati				
Cash flow hedge				
Interest rate swap	1.032.845	1.149.091	129.061	125.109
Totale derivati su tasso d'interesse	1.032.845	1.149.091	129.061	125.109

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Fair value				Distribuzione dei flussi di cassa attesi		
	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2021	Oltre
CFH su tasso d'interesse							
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(129.061)	(29.579)	(25.088)	(20.515)	(17.145)	(13.359)	(25.575)

47.1.3 Rischio di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro	Strumento di copertura	Elemento coperto	Fair value		Valore nozionale	
			al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Currency forward		Acquisti futuri di contatori digitali denominati in valuta estera	12.638	-	281.199	-
Totale			12.638	-	281.199	-

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati								
Cash flow hedge								
Currency forward	281.199	-	12.638	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di cambio	281.199	-	12.638	-	-	-	-	-

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Fair value				Distribuzione dei flussi di cassa attesi		
	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2021	Oltre
CFH su tasso d'interesse							
Fair value positivo	12.638	6.951	11.337	-	-	-	-
Fair value negativo	-	-	-	-	-	-	-

48. Fair value measurement

In questa Nota di commento sono fornite le disclosure con l'obiettivo di valutare per le attività e le passività valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.

A tale scopo:

- le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Il *fair value* delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del *fair value* che prevede tre livelli, definiti come segue, in base agli *input* e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il *fair value*:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

48.1 Attività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività valutata al *fair value* nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al *fair value* alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del *fair value* in cui è stata classificata la valutazione al *fair value*.

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI				ATTIVITA' CORRENTI			
		Fair value al 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso di cambio	47	6.801	-	6.801	-	5.838	-	5.838	-
Totale		6.801	-	6.801	-	5.838	-	5.838	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		6.801				5.838			

48.2 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al *fair value* nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al *fair value* alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del *fair value* in cui è stata classificata la valutazione al *fair value*.

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA' NON CORRENTI				PASSIVITA' CORRENTI			
		Fair value al 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Contratti derivati									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse	47	129.061	-	129.061	-	-	-	-	-
Totale		129.061	-	129.061	-	-	-	-	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		129.061		129.061					

Non si sono verificati trasferimenti tra il livello 1 ed il livello 2 della scala gerarchica del *fair value* nel corso del periodo.

48.3 Passività non valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al *fair value* nello Stato Patrimoniale, ma per la quale il *fair value* deve essere indicato, il *fair value* alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del *fair value* in cui è stata classificata tale valutazione.

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA'			
		Fair value al 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti:					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	46.2.1	380	-	380	-
- tasso variabile	46.2.1	2.623.119	-	2.623.119	-
Totale		2.623.499	-	2.623.499	-
Finanziamenti verso altri:					
- tasso fisso	46.2.1	5.500.000	-	5.500.000	-
- tasso variabile		-	-	-	-
Totale		5.500.000	-	5.500.000	-
Totale		8.123.499	-	8.123.499	-

49. Operazioni con le parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione, Fopen e Fondenel, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché dalle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la società esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Tutti i rapporti posti in essere con le parti correlate rientrano nell'ordinaria attività di gestione e sono essenzialmente regolati a condizioni di mercato e nell'interesse della Società.

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2016:

Migliaia di euro							
	Ricavi				Costi		
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Leasing	Oneri finanziari
Controllante:	-	228	90	-	52.519	-	84.364
Enel Spa	-	228	90	-	52.519	-	84.364
Controllate:	297	770	158	-	-	-	-
Enel M@p	297	770	158	-	-	-	-
Altre società del Gruppo:	110.827	3.738.603	-	16.981	247.789	38.222	340.075
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	2.438.384	-	16.960	5.045	-	-
Enel Energia SpA	-	1.268.466	-	-	1.777	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	340.075
Enel Italia Srl	-	217	-	22	240.314	38.222	-
Open Fiber SpA	-	9.037	-	-	-	-	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion SA	104.756	8.558	-	(1)	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	181	-	-
Enel Sole Srl	-	681	-	-	12	-	-
Enel Produzione SpA	-	2.457	-	-	121	-	-
Enel Distributie Muntenia SA	-	2.721	-	-	-	-	-
Enel Ingegneria e ricerca	-	-	-	-	332	-	-
Enel Trade SpA	-	1.020	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	-	1.832	-	-	-	-	-
Enel Distributie Dobrogea SA	-	1.759	-	-	-	-	-
Electrica Cadiz	392	-	-	-	-	-	-
Altre società del Gruppo	5.679	3.471	-	-	7	-	-
Altre parti correlate:	-	218.980	-	-	1.818.197	-	1.260
Ministero dell'Economia e delle Finanze	-	-	-	-	-	-	-
GSE	-	47	-	-	290	-	1.260
GME	-	290	-	-	308.910	-	-
Poste Italiane	-	42.944	-	-	104	-	-
ENI	-	53.101	-	-	16.537	-	-
Terna	-	12.337	-	-	1.463.356	-	-
Fopen	-	-	-	-	17.816	-	-
Fondenel	-	-	-	-	53	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	58.730	-	-	870	-	-
Enel Cuore	-	-	-	-	2.770	-	-
Gruppo Finmeccanica	-	30	-	-	1.330	-	-
Anas	-	506	-	-	1.098	-	-
Expo 2015 SpA	-	1.275	-	-	1.000	-	-
Altre	-	49.720	-	-	4.063	-	-
Totale	111.124	3.958.581	248	16.981	2.118.505	38.222	425.699

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2015

Migliaia di euro

	Ricavi				Costi		
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Leasing	Oneri finanziari
Controllante:	-	24	996	-	44.183	-	80.047
Enel Spa	-	24	996	-	44.183	-	80.047
Controllate:	172	334	146	-	-	-	-
Enel M@p	172	334	146	-	-	-	-
Altre società del Gruppo:	96.054	3.908.984	-	12.802	269.509	37.821	339.146
Enel Servizio Elettrico Spa	-	2.676.167	-	12.785	3.564	-	-
Enel Energia Spa	-	1.206.916	-	-	1.802	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	339.146
Enel Italia Srl	-	7	-	-	262.221	37.821	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion SA	94.673	4.792	-	17	(26)	-	-
Endesa Ingegneria SA	4	-	-	-	233	-	-
Enel Sole Srl	-	1.684	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	3.935	-	-	953	-	-
Enel Distributie Muntenia SA	-	1.421	-	-	230	-	-
Enel Ingegneria e ricerca	-	-	-	-	511	-	-
Enel Trade SpA	-	9.835	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	-	933	-	-	15	-	-
Enel Distributie Dobrogea SA	(13)	952	-	-	-	-	-
Electrica Cadiz	1.174	-	-	-	-	-	-
Altre società del Gruppo	216	2.342	-	-	6	-	-
Altre parti correlate:	-	986.954	-	-	1.616.902	-	196
GSE	-	115	-	-	8.182	-	162
GME	-	-	-	-	169	-	34
Poste Italiane	-	36.934	-	-	99	-	-
ENI	-	810.588	-	-	62.473	-	-
Terna	-	11.413	-	-	1.508.116	-	-
Fopen	-	-	-	-	20.223	-	-
Fondenel	-	-	-	-	480	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	67.882	-	-	6.254	-	-
Enel Cuore	-	-	-	-	3.047	-	-
Gruppo Finmeccanica	-	1	-	-	1.586	-	-
TES Transformer Electro Service	-	-	-	-	1.026	-	-
Anas	-	1.200	-	-	60	-	-
Expo 2015 SpA	-	15.619	-	-	3.718	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	36.912	-	-	60	-	-
CDP Immobiliare S.p.A.	-	332	-	-	-	-	-
Infratel Italia S.p.A.	-	5.754	-	-	-	-	-
Altre	-	204	-	-	1.409	-	-
Totale	96.226	4.896.296	1.142	12.802	1.930.594	37.821	419.389

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2016:

Migliaia di euro

	Altre informazioni													Altre informazioni		
	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Attività finanziarie correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie non correnti	TFR e altri benefici al personale	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Controllante:	19.787	228	5.895	12.952	230.164	-	129.061	97.539	-	34.142	-	1.538.624	182	-	-	-
Enel Spa	19.787	228	5.895	12.952	230.164	-	129.061	97.539	-	34.142	-	1.538.624	182	-	-	-
Controllate:	-	847	-	-	-	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-
Enel M@p	-	847	-	-	-	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-
Altre società del Gruppo	-	1.944.353	-	627	-	5.500.000	-	-	46.321	219.617	-	65.929	25.950	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale Spa	-	1.094.083	-	-	-	-	-	-	20.556	20.353	-	-	5.721	-	-	-
Enel Energia Spa	-	748.649	-	-	-	-	-	-	4.732	553	-	-	16.187	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	5.500.000	-	-	-	-	-	65.929	-	-	-	-
Enel Italia Srl	-	223	-	415	-	-	-	-	104	120.883	-	-	-	-	-	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.055	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion SA	-	57.710	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	4	-	-	-	-	-	-	-	290	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	5.925	-	-	-	-	-	-	3	97	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione Spa	-	3.973	-	-	-	-	-	-	3.348	1.168	-	-	110	-	-	-
Enel Distribute Muntenia SA	-	6.777	-	-	-	-	-	-	-	233	-	-	-	-	-	-
Open Fiber SpA	-	7.485	-	73	-	-	-	-	17.390	89	-	-	3.556	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca	-	1	-	-	-	-	-	-	-	258	-	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	572	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	4.912	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania	-	4.562	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	-	1.384	-	-	-	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	-	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Dobrogea SA	-	1.862	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Si Srl	-	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electra de Viesgo SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre società del Gruppo	-	6.072	-	139	-	-	-	-	188	455	-	-	376	-	-	-
Altre parti correlate:	1	121.217	-	6.710	-	-	-	-	1.077.789	1.384.960	-	-	22.840	131	286.310	79.930
Ministero dell'Economia e delle Finanze	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquirente Unico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GSE	-	40	-	-	-	-	-	-	-	1.221.620	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	140	-	-	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	3.295	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.813	-
ENI	-	64.425	-	3.935	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250.270	70.025
Terna	-	15.418	-	1.406	-	-	-	-	-	154.014	-	-	1.403	2	-	1.540
Fopen	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.960	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	11.480	-	320	-	-	-	-	-	630	-	-	-	-	-	-
Enel Cuore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.638	-	-	-	-	-	-
Gruppo Finmeccanica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	-	-	-	-	-
Transformer Electro Service	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anas	1	1.332	-	909	-	-	-	-	-	2.767	-	-	-	8	-	-
Expo 2015 SpA	-	226	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	46	-	-
Infratel Italia SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	5.789	-	-	-	-	-	-	-
Slovenske elektrarne SA	-	397	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cassa Depositi e Prestiti	-	-	-	-	-	-	-	-	1.072.000	-	-	-	-	-	261	72
Altre	-	24.599	-	-	-	-	-	-	-	3.067	-	-	13.477	75	24.966	8.294
Totale	19.788	2.066.645	5.895	20.289	230.164	5.500.000	129.061	97.539	1.124.110	1.638.735	-	1.604.553	48.972	131	286.310	79.930

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2015

Migliaia di euro

	Altre informazioni														Altre informazioni					
	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Attività finanziarie correnti	Altre attività correnti	attività	Crediti imposte reddito	per sul	Finanziamenti e di apporti capitale	Altre attività finanziarie correnti	passività non	TFR e benefici personali	altri	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Controllante:	154.904	-	889.921	12.096	-	-	-	124.918	-	-	101.517	-	-	43.468	215.408	40.540	1	-	-	-
Enel Spa	154.904	-	889.921	12.096	-	-	-	124.918	-	-	101.517	-	-	43.468	215.408	40.540	1	-	-	-
Controllate:	-	293	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel M@p	-	293	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre società del Gruppo	15	1.029.058	-	178	-	-	5.500.000	-	-	-	-	30.832	-	235.868	-	65.929	31.013	-	-	-
Enel Servizio Elettrico Spa	-	620.385	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.892	-	34.427	-	-	13.441	-	-	-
Enel Energia Spa	-	336.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.046	-	571	-	-	17.126	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	5.500.000	-	-	-	-	-	-	-	-	65.929	-	-	-	-
Enel Italia Srl	-	567	-	178	-	-	-	-	-	-	-	112	-	119.282	-	-	-	-	-	-
Enel Factor Spa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79.621	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion SA	-	40.431	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	7.465	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	90	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	2.365	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.575	-	842	-	-	48	-	-	-
Enel Distribute Muntenia SA	-	5.548	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	196	-	-	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52	-	-	-	-	-	-
Enel Trade Spa	-	1.011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	4.912	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania	-	4.436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Banat SA	-	791	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	-	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Distributie Dobrogea SA	-	1.131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
Slovenske elektrarne SA	-	557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Si Srl	-	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electra de Viesgo SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre società del Gruppo	15	3.123	-	-	-	-	-	-	-	-	204	-	-	412	-	-	398	-	-	-
Altre parti correlate:	1	23.409	-	7.038	-	-	-	-	-	-	3.581	-	-	1.551.347	-	-	11.723	810	170.592	36.117
Ministero dell'Economia e delle Finanze	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquirente Unico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GSE	-	38	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.246.927	-	-	-	-	11	375
GME	-	-	-	4.482	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	8.027	-
ENI	-	3.014	-	218	-	-	-	-	-	-	-	-	-	898	-	-	-	100	149.994	21.050
Terna	-	11.390	-	1.406	-	-	-	-	-	-	-	-	-	296.633	-	-	1.224	-	-	1.589
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.439	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	2.027	-	211	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.890	-	-	1.800	3	-	-
Enel Cuore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.315	-
Gruppo Finmeccanica	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.314	-	-	-	-	-	-
Transformer Electro Service	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	777	-	-	-	-	-	9.711
Anas	1	1.954	-	719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.608	-	-	-	416	116	1.139
Expo 2015 SpA	-	226	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	-	-	-	-	-	-
Infratel Italia SpA	-	4.555	-	-	-	-	-	-	-	-	3.581	-	-	-	-	-	260	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135	-	-	-	290	4.129	2.253
Totale	154.920	1.052.760	889.921	19.312	-	-	5.500.000	124.918	-	101.517	-	34.413	-	1.830.683	215.408	106.469	42.737	810	170.592	36.117

Le attività finanziarie correnti verso Enel S.p.A. riguardano il saldo del conto corrente intersocietario; per maggiori informazioni si rinvia alla Nota di commento n. 35.

I proventi e gli oneri finanziari verso Enel S.p.A. rappresentano, principalmente, gli interessi maturati sul conto corrente intersocietario e gli effetti economici dei contratti derivati, per le cui condizioni si rinvia alle Nota di commento n. 21.

I debiti e gli oneri verso Enel Finance International NV sono relativi ai finanziamenti ricevuti nel corso del 2012 (per maggiori informazioni in merito ai finanziamenti si rinvia alla Nota di commento n. 45.2.1).

Per ulteriori informazioni si rinvia alle note di commento delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

Compensi degli Amministratori e Sindaci

I compensi degli amministratori e sindaci, pari a euro 95 migliaia, si riferiscono esclusivamente ai compensi dei sindaci; infatti, gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono alcun compenso.

50. Impegni contrattuali e garanzie

Il saldo e le variazioni sono riportati di seguito:

Migliaia di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	155.070	115.836	39.234
Impegni assunti verso fornitori per:			
- appalti	380.047	814.738	(434.691)
- ordini	1.234.304	762.808	471.496
- altri acquisti	761.529	481.857	279.672
Totale	2.375.879	2.059.403	316.476
TOTALE	2.530.949	2.175.239	355.710

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 155.070 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, per conto della Società, a favore di terzi a fronte dei rapporti contrattuali posti in essere dalla Società (euro 115.836 migliaia al 31 dicembre 2015). Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni. In particolare l'incremento della voce si riferisce principalmente agli impegni per i fornitori per l'approvvigionamento di contatori di seconda generazione.

51. Attività e Passività potenziali

Passività potenziali

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

A seguito del noto *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate, da parte dei clienti nei confronti di e-distribuzione S.p.A., numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. La maggior parte dei giudizi si sono conclusi in primo grado con sentenze a favore degli istanti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di e-distribuzione S.p.A.. Anche la Corte di Cassazione ha sempre reso sentenze favorevoli a e-distribuzione S.p.A.. Al 31 dicembre 2016 i giudizi pendenti risultano essere circa 16.000 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate. Inoltre, visti i suddetti orientamenti favorevoli ad e-distribuzione S.p.A. sia dei giudici di appello che della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. A partire dal 2012, sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla ripetizione di quanto corrisposto da e-distribuzione S.p.A. in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008, e-distribuzione S.p.A. ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto ad ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di e-distribuzione S.p.A..

Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di e-distribuzione S.p.A., dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne e-distribuzione S.p.A. rispetto a quanto pagato o da pagarsi a clienti di e-distribuzione S.p.A. e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali per la difesa di e-distribuzione S.p.A..

Sulla base della suddetta sentenza, ad ottobre 2014, e-distribuzione S.p.A. ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma, al fine di ottenere la quantificazione delle somme dovute ad e-distribuzione S.p.A. e il pagamento delle stesse da parte di Cattolica. La prima udienza di comparizione delle parti, dopo vari rinvii per consentire ulteriori chiamate in causa da parte di Cattolica, è stata differita al 18 luglio 2016 e nuovamente rinviata al 3 ottobre 2016. A detta udienza il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta avversaria relativa all'eccezione di sospensione del processo in attesa della definizione di quello di appello, ha concesso i termini per le memorie istruttorie e ha rinviato la causa per esame delle richieste istruttorie al 4 luglio 2017.

Successivamente, Cattolica ha proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. Dopo le udienze di comparizione delle parti, la Corte d'Appello ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 23.2.2018.

Avvio di un procedimento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per l'adozione di provvedimenti sanzionatori per violazioni in materia di connessioni di impianti di produzione di energia elettrica

Con la deliberazione n. 9/2012 del 26 gennaio 2012, l'Autorità ha avviato un procedimento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per accertare violazioni in materia di connessione di impianti di produzione ai fini dell'adozione di sanzioni pecuniarie.

Le violazioni contestate riguardano, tra l'altro:

- la mancata erogazione di indennizzi automatici;
- l'addebito di corrispettivi non dovuti;
- la mancata fornitura di soluzioni di connessione nei punti della rete indicati dal richiedente.

Il 29 dicembre 2016, l'Autorità ha inviato a e-distribuzione la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie.

L'ammontare di eventuali sanzioni da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico è indeterminabile, essendo ancora in corso la fase istruttoria.

Avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per violazione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali in caso di risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica per inadempimento del venditore. Eventuale chiusura con procedura semplificata

Con delibera n. 624/2016 del 4 novembre 2016, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., contestando la violazione del criterio di diligenza specifica richiesta nell'adempimento degli obblighi informativi connessi alla risoluzione del contratto di trasporto di Esperia.

L'Autorità, sul presupposto che gli elementi acquisiti fossero sufficienti a sorreggere la fondatezza della contestazione, ha riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. la facoltà di avvalersi della procedura semplificata pagando la sanzione nella misura ridotta di un terzo rispetto all'importo base (dunque 131.500 euro anziché 394.500 euro) ed estinguendo in tal modo il procedimento sanzionatorio.

e-distribuzione S.p.A. ha tuttavia deciso di non avvalersi di tale procedura semplificata e, in data 17 gennaio 2017, ha inviato la propria memoria difensiva all'Autorità. Il procedimento dunque prosegue secondo la modalità ordinaria.

Procedimento AGCM A486 – e-distribuzione - Rimozione coatta dispositivi smart metering

In data 10 dicembre 2015, l'AGCM ha avviato un'istruttoria nei confronti di e-distribuzione S.p.A. e Enel S.p.A. per presunto abuso di posizione dominante nel settore della rilevazione avanzata e messa a disposizione dei dati di consumo elettrico ai clienti finali.

In data 5 aprile 2016 Enel S.p.A. e e-distribuzione S.p.A., pur nell'assoluta convinzione di aver agito in piena conformità con la normativa di riferimento in materia di concorrenza, per mero spirito collaborativo e al fine di consentire una tempestiva chiusura dell'istruttoria, hanno presentato una serie di misure volte a rimuovere le presunte preoccupazioni concorrenziali che avevano determinato l'atto di avvio del procedimento.

In data 19 maggio 2016, l'AGCM ha deliberato la pubblicazione sul proprio sito internet degli impegni proposti da e-distribuzione S.p.A. ed Enel S.p.A., al fine di raccogliere osservazioni dagli operatori del settore interessati.

In data 8 Settembre 2016, l'AGCM ha reso noto di aver concluso il procedimento, senza accertamento di infrazione e irrogazione di sanzione, accettando gli impegni presentati dalle due società.

In data 9 gennaio 2017, Enel S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A. hanno presentato all'AGCM una prima relazione sullo stato di attuazione delle misure oggetto di impegno e l'AGCM in data 8 febbraio 2017 ha comunicato la relativa presa d'atto.

Canoni non ricognitori

Nel corso degli ultimi anni, in talune realtà territoriali, sono state avanzate alcune richieste di pagamento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. di canoni previsti dall'art. 27 del Codice della Strada (cd. "canoni non ricognitori") da parte di Comuni per l'occupazione del suolo pubblico con gli impianti elettrici.

Durante l'anno 2013, si è verificato, in modo prevalente in Lombardia, un aumento di tali richieste, a fronte delle quali e-distribuzione S.p.A. ha impugnato i regolamenti istitutivi di tali canoni (determinati in funzione dell'estensione degli impianti) e le relative richieste di pagamento, chiedendone l'annullamento in quanto ritenute illegittime e infondate.

Al riguardo, si evidenzia che, sulla base della legislazione vigente in materia di occupazioni di suolo pubblico, e-distribuzione S.p.A. corrisponde già la Tassa di Occupazione del Suolo ed Aree Pubbliche (TOSAP) ovvero il Canone di Occupazione del Suolo ed Aree Pubbliche (COSAP), i cui importi sono determinati, per i servizi pubblici c.d. "a rete", in via forfettaria in base al numero degli abitanti.

Nel 2015 sono iniziate a pervenire le prime sentenze di merito, favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A. (Tar Lombardia, Tar Abruzzo, Tar Calabria).

Nel 2016 sono state rese altre decisioni favorevoli per e-distribuzione S.p.A. (Tar Piemonte, Tar Sicilia, Tar Abruzzo).

A giugno 2016 sono intervenute le prime sentenze di merito (n. 2518/2016 e n. 2922/2016) del Consiglio di Stato, favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A., che, oltre ad affermare che il canone non è dovuto nel caso in cui l'utilizzo del suolo e/o del sottosuolo non limiti - come nel caso degli impianti elettrici - la fruizione pubblica della strada, hanno stabilito che COSAP e TOSAP rappresentano la misura massima complessiva dell'onere dovuto dal privato per l'occupazione di spazi o aree pubbliche. Dalla misura di tale canone o tassa va infatti detratto l'importo di altri canoni previsti da disposizioni di legge, riscossi dal comune e dalla provincia per la medesima occupazione, fatti salvi quelli connessi a prestazioni di servizi.

A seguito delle suddette sentenze del Consiglio di Stato, al 31 dicembre 2016 sono intervenute altre due sentenze favorevoli, emesse dal TAR Lazio.

52. Compensi alla Società di Revisione

Si riporta di seguito un prospetto con l'evidenza dei compensi contrattualizzati, di competenza dell'esercizio, riconosciuti alla Società di revisione EY S.p.A..

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (Migliaia di euro)
e-distribuzione S.p.A.		
Revisione contabile	- EY SpA	325
Altri servizi:		
- Unbundling	- EY SpA	34
Totale		359

53. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2015 di Enel S.p.A., redatto secondo i principi contabili internazionali, che esercita attività di direzione e coordinamento su e-distribuzione S.p.A..

Conto Economico

Milioni di euro	2015
Ricavi	245
Costi	727
Proventi da partecipazioni	2.024
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(732)
Imposte	(201)
UTILE DELL'ESERCIZIO	1.011

Stato Patrimoniale

Milioni di euro	al 31.12.2015
ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	21
Partecipazioni	38.984
Attività finanziarie non correnti	2.698
Altre attività non correnti	782
Totale	42.485
Attività correnti	
Crediti commerciali	283
Attività finanziarie correnti	3.702
Altre attività correnti	779
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.925
Totale	10.689
TOTALE ATTIVITA'	53.174
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	14.503
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	635
Passività finanziarie non correnti	2.717
Altre passività non correnti	243
Totale	18.098
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.976
Debiti commerciali	164
Passività finanziarie correnti	1.010
Altre passività correnti	1.046
Totale	10.196
TOTALE PASSIVITA'	28.294
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	53.174

Corporate governance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 dal titolo “Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica” e successive modifiche, ha introdotto la responsabilità amministrativa a carico della società per alcuni specifici reati (es. concussione, corruzione nei confronti di un pubblico ufficiale per un atto d’ufficio o contrario ai doveri d’ufficio, reati societari, ecc.) commessi, sia in Italia che all’estero, da persone fisiche che rivestono funzioni di rappresentanza, amministrazione, direzione, gestione o controllo della società o da persone fisiche sottoposte alla loro direzione o vigilanza.

Il 19 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione SpA ha deliberato il recepimento del “Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001” approvato e varato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA il 23 luglio 2002 (e successivamente integrato, aggiornato e modificato), in attuazione di quanto previsto dall’art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001 e nominato il Compliance Officer, organismo di vigilanza sul funzionamento e l’osservanza del modello, dotato di autonomi poteri, di iniziativa e di controllo.

Con decorrenza 8 febbraio 2012 ed in attuazione del Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001, il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione SpA ha costituito, in sostituzione del Compliance Officer monocratico, l’Organismo di Vigilanza 231 di e-distribuzione SpA composto dal responsabile Audit della Società, dal responsabile Legal Affairs di e-distribuzione e dal responsabile Corporate Affairs Italia.

L’Organismo di Vigilanza 231, al pari del precedente Compliance Officer monocratico, ha la funzione di vigilare sul funzionamento e sull’osservanza del Modello e per tale scopo è dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo.

Scopo del modello è la costruzione di un sistema strutturato e organico di procedure nonché di attività di controllo, da svolgersi anche in via preventiva (controllo ex ante), volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reati contemplate dal Decreto, in particolare, mediante l’individuazione delle “Aree di attività a Rischio” e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello in questione è costituito da una “Parte Generale” e da singole “Parti Speciali” predisposte per le diverse tipologie di reato contemplate nel Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il Modello stesso intende prevenire.

Il Modello prevede l’individuazione e proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001 a cui si accompagna un’azione di monitoraggio che permetta di intervenire tempestivamente per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

Il Modello viene sistematicamente aggiornato per recepire le eventuali innovazioni legislative nel frattempo intervenute in materia di responsabilità amministrativa delle società, per adeguarlo in funzione dell’esperienza concreta maturata riguardo alla sua applicazione, nonché in relazione all’evoluzione aziendale.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dalla Società, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli stakeholder quanto dalla buona reputazione della Società stessa (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato l'adozione del Codice Etico, approvato dal Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione SpA in data 16 aprile 2002. Gli aggiornamenti del Codice Etico (marzo 2004, settembre 2009, febbraio 2010 e dicembre 2013) da parte di Enel SpA sono vincolanti per e-distribuzione SpA poiché il Codice è espressivo degli impegni e delle responsabilità etiche assunti da tutti i collaboratori delle Società del Gruppo Enel nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

In data 5 settembre 2006 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione SpA ha deliberato l'adozione del "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione" (cosiddetto "Piano TZC", approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nel mese di giugno 2006), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, al fine di assicurare condizioni di correttezza e di trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione ed immagine, delle aspettative dei propri azionisti, di tutti gli altri stakeholder del Gruppo e del lavoro dei propri dipendenti.

Il presente piano non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della "corruzione" (non solo nei confronti della Pubblica Amministrazione) ed è immediatamente applicabile in Italia e all'estero.

Politica sui Diritti Umani

La Società ha adottato nel corso del 2013 una politica sui diritti umani che, nel recepire le "Linee Guida su Business e Diritti Umani" dettate dall'ONU, rafforza e approfondisce gli impegni già sanciti dal Codice Etico, dal Modello 231 e dal Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" sulle tematiche legate ai diritti umani.

Responsabile della Conformità

In data 23 dicembre 2015 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione SpA ha deliberato la costituzione dell'organo collegiale "Responsabile di Conformità" composto dal responsabile Audit Global Infrastructure and Networks, dal responsabile Legal Affairs di e-distribuzione e dal responsabile Corporate Affairs Italia. Al "Responsabile della Conformità" è stato conferito ogni più ampio potere con riguardo allo svolgimento dei compiti allo stesso attribuiti dalla normativa unbundling.

Relazioni

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n.39 e dell'art. 165 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n.58

All'Azionista Unico della
e-distribuzione S.p.A. (già Enel Distribuzione S.p.A.)

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A., costituito conto economico, dal prospetto di utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.


Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione, la cui responsabilità compete agli amministratori della e-distribuzione S.p.A., con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2016.

Roma, 29 marzo 2017

EY S.p.A.



Massimo delli Paoli
(Socio)

e-distribuzione S.p.A.

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016 della e-distribuzione S.p.A., società appartenente al Gruppo Enel e operante sotto la direzione e coordinamento di Enel S.p.A. Relazione redatta ai sensi dell'art. 2429, comma 2, del codice civile.

Signori Azionisti,

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle "Norme di comportamento del Collegio Sindacale – Principi di comportamento del Collegio Sindacale di società non quotate" emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

▪ Conoscenza della Società e valutazione dei rischi

Dato atto della conoscenza che il Collegio Sindacale ha in merito alla tipologia dell'attività svolta e alla struttura organizzativa e contabile, tenendo conto delle dimensioni e delle problematiche della Società si conferma che la pianificazione dell'attività di vigilanza è stata attuata mediante il positivo riscontro di quanto già conosciuto ed in base alle informazioni acquisite nel tempo.

È quindi possibile confermare che

- l'attività tipica svolta dalla Società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto dall'oggetto sociale;***
- l'assetto organizzativo è rimasto sostanzialmente invariato;***
- la Società ha operato nel 2016 in termini confrontabili con gli esercizi precedenti e, di conseguenza i nostri controlli si sono svolti su tali***



presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dei precedenti esercizi.

La presente relazione riassume quindi l'attività concernente l'informativa prevista dall'articolo 2429, comma 2, c.c. e più precisamente:

- sui risultati dell'esercizio sociale;*
- sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla legge;*
- sulle osservazioni e sulle proposte in ordine al bilancio;*
- sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei Soci di cui all'articolo 2408 c.c..*

Le attività svolte dal Collegio Sindacale hanno riguardato l'intero esercizio, nel corso del quale sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'articolo 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali.

▪ Attività svolte

Durante le verifiche periodiche, il Collegio Sindacale ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla Società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale della Società e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze postulate dall'andamento della gestione. I rapporti con le persone operanti nella citata struttura – Amministratori e Responsabili di Funzione – si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati.

Le informazioni richieste dall'articolo 2381, comma 5, c.c., sono state fornite



dall'Amministratore Delegato con periodicità in occasione delle riunioni programmate del Consiglio di Amministrazione.

In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale può affermare che:

- le decisioni assunte dai Soci e dal Consiglio di Amministrazione sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società;*
- le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge ed allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea dei Soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società (nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e nel Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001), né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione. Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della Ernst & Young S.p.A., soggetto incaricato della revisione legale dei conti, e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione. Con riguardo alla società di revisione, è stata verificata la sussistenza delle condizioni previste dall'articolo 8 dell'Accordo Quadro*



stipulato con Enel S.p.A. (in materia di revisione dei corrispettivi) in relazione alla integrazione dei compensi dovuti alla Ernst & Young S.p.A. per eventi non preventivati collegati alle attività di revisione legale del bilancio di esercizio per le annualità dal 2016 al 2019. Si sono svolti incontri con il Preposto alla Funzione di Controllo Interno e con l'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/2001 e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione, anche in considerazione dei procedimenti in essere;

nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la segnalazione nella presente relazione;

- *non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;*
- *nel corso dell'esercizio non è stato richiesto al Collegio Sindacale il rilascio di pareri previsti dalla legge.*

▪ ***Osservazioni e proposte in ordine al bilancio ed alla sua approvazione***

La Società, optando per l'esenzione da consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato viene redatto da Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata.

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 di e-distribuzione S.p.A. è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione, è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali ed alle interpretazioni di riferimento - definiti quali "IFRS/EU" - ed è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento.



Il bilancio è corredato dalla Relazione sulla Gestione predisposta secondo quanto previsto dall'articolo 2428 del codice civile.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

La revisione legale è affidata alla Ernst & Young S.p.A. che ha predisposto la propria relazione ex art. 14 D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e art. 165 D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, relazione che non evidenzia rilievi per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

È stato esaminato il progetto di bilancio, in merito al quale vengono fornite ancora le seguenti ulteriori informazioni:

- i criteri di valutazione delle poste dell'attivo e del passivo sono stati controllati e non sono risultati sostanzialmente diversi da quelli adottati negli esercizi precedenti;*
- è stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, alla sua generale conformità alla legge ed ai principi contabili di riferimento in relazione alla sua formazione e struttura; a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;*
- è stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della Relazione sulla Gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;*
- è stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del Collegio Sindacale ed a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni;*



- è stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nelle Note di Commento, nelle quali sono stati evidenziati, tra l'altro, i rapporti con le parti correlate, gli impegni contrattuali e le garanzie nonché i dati dell'ultimo bilancio approvato dalla società capogruppo (Enel S.p.A.) che esercita l'attività di direzione e coordinamento.

▪ **Conclusioni**

Considerando le risultanze dell'attività svolta dalla Ernst & Young S.p.A. soggetto incaricato della revisione legale dei conti - contenute nella relazione di revisione del bilancio, sulla base di quanto sopra esposto e per quanto è stato portato a conoscenza del Collegio Sindacale ed è stato riscontrato dai controlli periodici svolti, si ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte Vostra del progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 così come è stato redatto e Vi è stato proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il Collegio Sindacale propone all'Assemblea di approvare il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla distribuzione dell'utile dell'esercizio di Euro 1.450.646.688.

Ringraziando per la fiducia accordata, Vi rammentiamo che in sede assembleare dovrete anche provvedere in merito alla nomina dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

Roma, 29 marzo 2017

Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)

Dott.ssa Raffaella Pagani (Sindaco Effettivo)

Prof. Pier Paolo Singer (Sindaco Effettivo)

Il Collegio Sindacale



e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Ombrone 2, 00198

Registro delle Imprese di Roma

C.F. e P.I. 05779711000

R.E.A. 922436

Capitale Sociale 2.600.000.000 Euro i.v.

Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.