



---

***Relazione e Bilancio d'esercizio  
al 31 dicembre 2015***

---

Sede Legale: Corso di Porta Vittoria 4 - 20122 Milano  
Capitale sociale: euro 1.139.311.954 interamente versato  
Registro Imprese di Milano e Codice Fiscale n. 13442230150  
Partita IVA n.13442230150  
R.E.A. Milano n. 1651649  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di A2A S.p.A.

## Indice

1. Organi Sociali	pag. 3
2. Grandezze significative dell'attività gestionale	pag. 4
3. La Società	pag. 5
4. Relazione sulla gestione	pag. 6
4.1. Quadro macroeconomico	pag. 13
4.1.1. Le prospettive	pag. 13
4.2. Mercato elettrico	pag. 15
4.3. Quadro normativo e regolamentare	pag. 16
4.4. La gestione della centrale di San Filippo Del Mela come Impianto essenziale	pag. 18
4.5. L'anno 2015	pag. 20
4.5.1. Produzione e vendita di energia elettrica	pag. 20
4.5.2. Esercizio e manutenzione	pag. 22
4.5.2.1. Impianti termoelettrici	pag. 22
4.5.2.2. Impianti idroelettrici	pag. 26
4.5.2.3. Unità servizi specialistici	pag. 28
4.5.3. Risorse umane	pag. 30
4.5.3.1. Sicurezza	pag. 30
4.5.3.2. Formazione e Sviluppo	pag. 33
4.5.3.3. Organizzazione	pag. 33
4.5.3.4. Relazioni industriali	pag. 34
4.5.4. Sistemi Informativi	pag. 34
4.5.5. Relazioni esterne e comunicazione	pag. 34
4.5.6. Ambiente	pag. 34
4.5.7. Investimenti, ricerca e sviluppo	pag. 36
4.5.7.1. Investimenti e progetti	pag. 36
4.5.7.2. Innovazione tecnologica	pag. 38
4.5.7.3. Attività di ricerca e sviluppo	pag. 38
4.6. Analisi della situazione economico, patrimoniale e finanziaria	pag. 39
4.7. Rischi e incertezze	pag. 44
4.7.1. Rischi finanziari	pag. 45
4.7.1.1. Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in <i>commodity</i>	pag. 45
4.7.1.2. Rischio di tasso d'interesse	pag. 45
4.7.1.3. Rischio di credito	pag. 45
4.7.1.4. Rischio di liquidità	pag. 45
4.7.2. Rischi di contesto	pag. 45
4.7.2.1. Rischi connessi al quadro normativo e regolatorio	pag. 45
4.7.3. Rischi operativi	pag. 46
4.7.3.1. Rischi di interruzioni di business	pag. 46
4.7.3.2. Rischi connessi alla materia ambientale	pag. 47
4.7.3.3. Rischi <i>information technology</i>	pag. 47
4.7.3.4. Rischi <i>human resources</i>	pag. 47
4.7.4. Fondi rischi e oneri	pag. 47

4.8. Operazioni con parti correlate	pag. 47
5. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015	pag. 48
6. Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 48
7. Struttura di governo societario	pag. 48
7.1. Assemblea dei Soci	pag. 48
7.2. Consiglio di Amministrazione	pag. 48
7.3. Collegio Sindacale	pag. 48
7.4. Organismo di Vigilanza (ex Decreto Legislativo 231/01)	pag. 48
7.5. La Società di Revisione	pag. 49
8. Proposte del Consiglio di Amministrazione	pag. 49

## **Consiglio di Amministrazione**

*Presidente e Amministratore Delegato*  
Massimiliano Masi

*Amministratori*  
Francesco Beccelli  
Rita Daniela Giupponi

## **Collegio sindacale**

*Presidente*  
Achille Frattini

*Sindaci effettivi*  
Renato Colavolpe  
Marco Orazi

Sindaci supplenti  
Francesca Meneghel  
Enrico Calabretta

**GRANDEZZE SIGNIFICATIVE DELL'ATTIVITA' GESTIONALE**

(in migliaia di euro)	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Ricavi di vendita e prestazioni	399.480	443.144
Altri ricavi operativi	119.791	166.008
<b>Totale ricavi</b>	<b>519.271</b>	<b>609.152</b>
Costi operativi	(297.197)	(346.843)
Costi per il personale	(47.845)	(62.145)
<b>Margine Operativo lordo</b>	<b>174.229</b>	<b>200.164</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(271.791)	(176.575)
Accantonamenti	(3.852)	1.064
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>(101.414)</b>	<b>24.653</b>
Risultato da transazioni non ricorrenti		990
Oneri/proventi netti da gestione finanziaria	(8.989)	(24.444)
Altri costi non operativi	-	-
<b>Risultato al lordo delle imposte</b>	<b>(110.403)</b>	<b>1.119</b>
Imposte di competenza	<b>9.169</b>	<b>(56.968)</b>
<b>Risultato netto d'esercizio</b>	<b>(101.234)</b>	<b>(55.769)</b>
Capitale investito netto	1.175.386	1.404.100
Patrimonio netto	955.951	1.053.369
Posizione finanziaria netta	219.435	350.731
Dipendenti (numero medio)	637	714

### 3. La Società

Edipower S.p.A. dispone di una struttura produttiva costituita da centrali di produzione termoelettriche ed idroelettriche raggruppate in 7 unità produttive situate sull'intero territorio nazionale.

La potenza nominale (londa) degli impianti di proprietà Edipower al 31 dicembre 2015 è la seguente:

Unità produttive	Potenza nominale (MW)	Tipo combustibile	Regione
<b>Centrale Chivasso</b>	<b>1.179</b>	<b>ciclo combinato a gas</b>	<b>Piemonte</b>
Chivasso 1			
Chivasso 2			
<b>Centrale Piacenza</b>	<b>855</b>	<b>ciclo combinato a gas</b>	<b>Emilia Romagna</b>
<b>Centrale Sermide</b>	<b>1.154</b>	<b>ciclo combinato a gas</b>	<b>Lombardia</b>
Sermide 3			
Sermide 4			
<b>Centrale Brindisi Nord</b>	<b>640</b>	<b>carbone</b>	<b>Puglia</b>
Brindisi 3			
Brindisi 4			
<b>Centrale San Filippo del Mela</b>	<b>960</b>	<b>unità tradizionali a olio</b>	<b>Sicilia</b>
San Filippo 1			
San Filippo 2			
San Filippo 5			
San Filippo 6			
<b>Totale termoelettrico</b>	<b>4.708</b>		
Nucleo di Mese	382		Lombardia
Nucleo di Udine	317		Friuli Venezia Giulia
<b>Totale idroelettrico</b>	<b>699</b>		
<b>Totale Edipower</b>	<b>5.487</b>		

I gruppi 3 e 4 della centrale di San Filippo del Mela sono in corso di demolizione e quindi esclusi dalla precedente tabella

Impianti fotovoltaici:

Impianti fotovoltaici	kW		
Centrale di Brindisi	717	tetto	Puglia
Centrale di Chivasso	870	campo a terra	Piemonte
Centrale di San Filippo del Mela	865	campo a terra e tetto	Sicilia
Centrale di Sermide	998	campo a terra	Lombardia
<b>Totale fotovoltaico</b>	<b>3.450</b>		

I gruppi di produzione termoelettrici sono costituiti da unità tradizionali, alimentate con un mix di combustibili variabile in funzione del rispetto dei limiti autorizzativi alle emissioni e di legge (Brindisi e San Filippo del Mela) e da cicli combinati a gas (centrali di Sermide, Chivasso e Piacenza).

Le centrali idroelettriche sono 38. Il parco centrali comprende le tipologie "ad acqua fluente", "a bacino" ed "a serbatoio". In generale la capacità di programmazione della produzione è agevolata dal fatto che Edipower S.p.A. possiede tutte le centrali ubicate sulle varie aste all'interno delle quali sono ricomprese le centrali stesse, con la sola eccezione della centrale di Chiavenna dove invece le centrali di monte sul fiume Mera sono di proprietà della svizzera EWZ.

Edipower mette a disposizione del solo Toller A2A Trading S.r.l. la propria capacità di generazione attraverso il *Tolling Agreement* per gli impianti di produzione termoelettrica e il *Power Purchase Agreement* per gli impianti di generazione idroelettrica.

La Società inoltre vende direttamente l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui alla delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (nel seguito "AEEGSI") n. 280/07 (cosiddetti mini-idro) e quella prodotta dagli impianti fotovoltaici.

A valle dell'assunzione del ruolo di utente del dispacciamento da parte di A2A Trading S.r.l. anche per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato compresi nel *Tolling*, analogamente a quanto già avviene da 1° giugno 2012 per le unità di produzione comprese nel *Power Purchase Agreement*, Edipower rimane utente del dispacciamento per i soli impianti della centrale di San Filippo del Mela e di Brindisi.

#### 4. Relazione sulla Gestione

**Signori Azionisti,**

il bilancio al 31 dicembre 2015 che presentiamo alla Vostra approvazione è stato redatto in conformità agli "International Financial Reporting Standards" ("IFRS") emessi dall'*International Accounting Standards Board*, in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.).

Il bilancio al 31 dicembre 2015 è costituito dalla Situazione patrimoniale - finanziaria, dal Conto economico, dal Conto economico complessivo, dal Rendiconto finanziario, dal Prospetto di analisi dei movimenti del patrimonio netto e dalle Note esplicative.

In data 28 dicembre 2015 è stato stipulato l'atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A..

Per effetto di tale operazione viene assegnato a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina – S.p.A., il compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro. SEL S.p.A., già titolare dell' 8,54%, di Edipower S.p.A. ha acquisito le quote partecipative detenute dai Soci Finanziari Banca Popolare di Milano S.c.a.r.l., Fondazione Cassa di Risparmio di Torino e Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A., pari all'11,96% del capitale sociale di Edipower S.p.A., incrementando la propria quota partecipativa al 20,50%.

La scissione avrà efficacia con decorrenza dal 1° gennaio 2016; è previsto un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale del compendio scisso al 31 dicembre 2015. A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. sarà interamente detenuto da A2A S.p.A..

Il progetto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A., che rientra nell'ambito degli accordi sottoscritti in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower S.p.A. avvenuta il 24 maggio 2012, era stato approvato in data 26 ottobre 2015 dalle assemblee straordinarie di Edipower S.p.A. e di Cellina Energy S.r.l..

A seguito del perfezionamento dell'operazione sopradescritta la composizione azionaria di Edipower S.p.A. al 31 dicembre 2015 è di seguito riportata:

<b>Socio</b>	<b>N. azioni</b>	<b>Categoria</b>	<b>% possesso sul capitale emesso</b>
A2A S.p.A.	905.710.851	A	79,50
Società Elettrica Altoatesina "SEL" S.p.A.	233.601.103	D	20,50

Il capitale sociale è rappresentato da 1.139.311.954 azioni ordinarie di nominali 1 euro ciascuna. La Società non possiede azioni delle società di cui sopra né in proprio né per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Tale operazione determinerà per Edipower un recupero in termini di competitività e per l'intero Gruppo A2A una significativa semplificazione gestionale.

Anche nell'anno 2015 le relazioni sindacali, a livello aziendale, si sono indirizzate ad individuare soluzioni operative finalizzate a mitigare i costi di esercizio degli impianti che, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, continuano a scontare una situazione di particolare criticità. Si evidenziano a tale proposito gli Accordi sindacali sottoscritti per gli impianti di Mese e per la centrale di Chivasso.

Merita altresì specifica evidenziazione l'Accordo sindacale sottoscritto in data 13 ottobre 2015 che, nell'ambito di una pluralità di iniziative attivate nel Gruppo A2A per contrastare la situazione generale di crisi del settore termoelettrico e

particolare della centrale di Brindisi il cui progetto di riconversione non è stato accolto favorevolmente dalle Autorità locali deputate alla sua approvazione, ha previsto, specificatamente per quanto attiene Edipower, l'attivazione di una procedura di mobilità con accompagnamento alla pensione a valere per la centrale di Brindisi e per gli impianti idroelettrici di Mese e dell'area Friuli Venezia Giulia per un totale di 44 risorse che cesseranno tra gli ultimi mesi dell'anno 2015 e la fine del 2016. Ciò consentirà di gestire in modo non traumatico la fuoriuscita per pensionamento di parte del personale della centrale di Brindisi non più operativa, creando altresì le condizioni per un reimpegno ed una riqualificazione dei restanti lavoratori della centrale nell'ambito dell'area idroelettrica del Gruppo, meno impattata dalla crisi del settore.

Il prolungarsi della crisi economica è stato compensato da un'eccezionalità legata alle elevate temperature del periodo estivo che hanno determinato un aumento della produzione dei cicli combinati, supportate anche da una contrazione rispetto all'anno 2014 delle produzioni a livello nazionale delle fonti rinnovabili. Anche per la centrale di San Filippo del Mela si riscontra un notevole incremento della produzione. La produzione dei nuclei idroelettrici risulta inferiore rispetto a quella eccezionale registrata nell'anno 2014, e leggermente inferiore alla media storica decennale.

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nell'anno 2015 è stato pari a 315.234 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,5% rispetto al 2014 (310.535 GWh). In termini decalendarizzati la variazione risulta pari a +1,3%.

La produzione netta di energia elettrica si attesta nel 2015 a 270.703 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 44.751 GWh, registrando una diminuzione del 24,9% rispetto al 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,3% rispetto al 2014 attestandosi a 180.871 GWh. In aumento anche le produzioni da fonte fotovoltaica e geotermoelettrica, rispettivamente del +13,0% e +4,5. Sul fronte dei prezzi il PUN (Prezzo Unico Nazionale) Base Load, nell'anno 2015, registra un lieve aumento (+0,5%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 52,3 €/MWh contro i 52,1 €/MWh del 2014. Il rapporto prezzo picco/baseload resta allineato ai livelli del 2014 con un differenziale 2015 di circa 6,4 €/MWh.

Nel contesto generale di perdurante crisi del settore termoelettrico e in conformità ai principi contabili di riferimento la Società ha analizzato le prospettive del proprio parco industriale al fine di determinare la presenza di indicatori tali da far supporre l'esistenza di perdite di valore.

Per la centrale di San Filippo del Mela l'entrata in servizio del cavo Sorgente-Rizziconi prevista dalla fine dell'esercizio 2016 sarà sufficiente a garantire l'equilibrio del sistema energetico dell'isola, anche tenuto conto del livello basso della domanda di energia elettrica prevista nella regione Sicilia per gli anni futuri e del modesto merito economico degli impianti di San Filippo del Mela che sono alimentati a olio combustibile. Tutto ciò causa quindi una perdita di opportunità derivante dall'operatività sul mercato MSD (mercato della riserva), con conseguente perdita della marginalità dell'impianto stesso. Tale evento è identificabile come *impairment indicator* specifico dell'impianto, cosa che ha comportato la necessità di effettuare un *impairment test* specifico sulla CGU San Filippo del Mela. Inoltre, la prevista fuoriuscita degli impianti del Cellina a seguito della scissione non proporzionale si configura come *impairment indicator* con la conseguente necessità di effettuare l'*impairment test* sulla CGU CCGT/Idro.

A supporto delle valutazioni effettuate è stato affidato un incarico ad una società indipendente che ha, tra l'altro, analizzato le componenti e le ipotesi rilevanti delle proiezioni economico-finanziarie redatte dal *management* della Società, effettuato le comparazioni e le verifiche circa la correttezza delle fonti e delle ipotesi utilizzate, elaborato le ipotesi circa il tasso di crescita oltre l'orizzonte di piano per la determinazione dei flussi normalizzati fino a fine vita utile degli impianti.

La determinazione del valore recuperabile è stata effettuata con il metodo DCF, la cui applicazione è stata condotta coerentemente a quanto prescritto dagli IAS/IFRS.

A seguito delle considerazioni sopra esposte l'esperto ha svolto due *impairment test* separati, con riferimento da una parte alla CGU San Filippo del Mela e dall'altra sulla CGU CCGT/Idro. E' stato quindi determinato il valore recuperabile in regime *merchant* per la CGU CCGT/Idro e per la CGU San Filippo del Mela.

Il valore recuperabile, è stato stimato con il cosiddetto metodo finanziario, i tassi di attualizzazione sono stati stimati mediante la determinazione del costo medio ponderato del capitale.

Sulla base del confronto dei valori recuperabili con i rispettivi valori contabili, l'analisi svolta dal perito evidenzia una *impairment loss* per circa 90 milioni di euro della CGU CCGT/Idro e per 62 milioni di euro della CGU San Filippo del Mela. Si sottolinea che ai fini dell'allocazione dell'*impairment loss* complessiva della CGU CCGT/Idro si è ritenuto di non imputare alcuna perdita di valore agli impianti idroelettrici. Ciò in ragione sia della redditività che contraddistingue tali impianti sia del criterio di valorizzazione al termine della concessione di tali asset che consentirebbe, in caso di perdita delle gare, di ottenere dei rimborsi dal concessionario entrante.

Per i CCGT sulla base di specifici parametri è stato possibile individuare in via induttiva il value in use, ragionevolmente attribuibile ai singoli impianti e tramite il confronto con i relativi valori di carico identificare la svalutazione ad essi eventualmente attribuibile.

I parametri utilizzati sono riferiti, con eguale ponderazione, all'indice di obsolescenza tecnica, all'indice di efficienza dei costi e all'indice di flessibilità tecnica. Dall'applicazione di tale metodologia è emerso che l'intera *impairment loss* di 90 milioni di euro della CGU CCGT/Idro è attribuibile alla centrale di Chivasso.

Nel corso del 2015 la produzione di Edipower è stata pari a 6,3 TWh contro i 5,4 TWh dell'esercizio 2014 ed è stata ottenuta per il 72,7% con impianti termoelettrici e per il restante 27,3% con impianti idroelettrici. Il dato ha risentito delle favorevoli condizioni meteo verificatesi nei mesi estivi, in particolare nel mese di luglio, ed è stato anche influenzato dalla decisione assunta dalla società circa il rientro nella disponibilità del mercato elettrico, a partire dal mese di ottobre, del modulo 1 da 800 MW della centrale di Chivasso.

La disponibilità statistica (avarie+manutenzioni occasionali+ code di manutenzione) delle unità di produzione è risultata inferiore a quella del 2014 (99,05% vs 99,91%). Ciò è dovuto essenzialmente al fuori servizio dell'impianto di Barcis: per allagamento del gruppo 2 dal 4 agosto al 12 dicembre (0,56%), e per coda di manutenzione sul gruppo 1 dal 19 settembre fino alla fine anno (0,26%).

L'esercizio richiesto ai gruppi di produzione termoelettrici, come nel 2014, è stato molto frammentato con numerosi avviamimenti/spegnimenti e con potenza media di funzionamento decisamente inferiore al valore nominale. L'esercizio degli impianti termoelettrici è stato caratterizzato da una intermittenza finalizzata allo sfruttamento ottimale di tutte le opportunità di dispacciamento. Nonostante la gravità del servizio il valore complessivo di indisponibilità degli impianti termo è rimasto contenuto passando dal 2,80% del 2014 a 3,12% del 2015.

Il consumo specifico totale dell'esercizio 2015 risulta migliorato rispetto all'esercizio precedente. Le variazioni sono ascrivibili a due fattori concomitanti: da un lato un leggero miglioramento del fattore di carico (rapporto tra potenza media di funzionamento effettivo della centrale e la sua potenza nominale), dall'altro uno spostamento del mix di produzione verso i cicli combinati, alimentati a gas.

Per quanto riguarda l'idro, i risultati dell'anno 2015 risultano caratterizzati da una scarsa disponibilità di apporti (producibilità) pari a 1948 GWh a fronte di 3175 GWh nel 2014, 2388 GWh nel 2013, e 2190 GWh media del decennio 2005/2014; dunque la producibilità del 2015 è stata inferiore del 39% rispetto a quella del 2014 e del 11 % alla media storica decennale. La produzione linda realizzata nel 2015 (1774 GWh) risulta inferiore sia a quella del 2014 (2937 GWh) sia alla media decennale (2096 GWh), del 40% e del 15% rispettivamente. Si rileva a fine anno un accumulo residuo di energia nei serbatoi pari a 128 GWh inferiore a quello di fine 2014 (139 GWh), ma superiore alla media decennale (113 GWh).

La disponibilità statistica (avarie+manutenzioni occasionali+ code di manutenzione) delle unità di produzione è risultata inferiore a quella del 2014 (99,05% vs 99,91%). Ciò è dovuto essenzialmente al fuori servizio dell'impianto di Barcis: per allagamento del gruppo 2 dal 4 agosto al 12 dicembre (0,56%), e per coda di manutenzione sul gruppo 1 dal 19 settembre fino alla fine anno (0,26%).

Terna S.p.A. ha confermato anche per il 2015 l'inclusione del gruppo San Filippo del Mela 150 kV (unità di produzione 1) e 220 kV (unità di produzione 2, 5 e 6) tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha infine riconosciuto l'essenzialità del gruppo San Filippo del Mela 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo San Filippo del Mela 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo c.d. Sorgente-Rizziconi prevista entro il 30.06.2016.

Il margine operativo ammonta a 174,2 milioni di euro in riduzione di 25,9 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014. Si evidenzia che il meccanismo contrattuale dei contratti di *Tolling* e *PPA* che prevede conguagli nei confronti del *Toller* sia relativamente ai costi operativi che agli oneri finanziari, rende non significativo il confronto a livello di margine operativo lordo.

I ricavi da vendite e prestazioni sono risultati pari a 399,5 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 443,1 milioni di euro dell'esercizio 2014. La diminuzione di euro 43,6 milioni è in larga parte attribuibile alla riduzione dei ricavi di *Tolling* e *PPA* per effetto di maggiori conguagli a favore del *Toller* nell'esercizio 2015 in ragione della marcata riduzione dei costi e degli oneri finanziari rispetto all'esercizio 2014 e alla minor idraulicità degli impianti idroelettrici.

Contribuiscono alla riduzione dei ricavi delle vendite e prestazioni la diminuzione dei ricavi conseguiti sul mercato dalla centrale di San Filippo del Mela in ragione dei minor ricavi unitari.

I costi operativi registrati nell'esercizio 2015 ammontano a 297,2 milioni di euro, rispetto ai 346,8 milioni di euro dell'esercizio 2014. La diminuzione di 49,6 milioni è attribuibile principalmente a minori costi per la centrale di San Filippo del Mela (per circa 21,4 milioni di euro) in ragione dei minori oneri per combustibili derivanti da minori costi unitari e minori costi per acquisti di energia. Si registrano inoltre nella voce in esame minori oneri per manutenzioni e servizi diversi (circa 13,6 milioni) e minori oneri diversi di gestione per circa 10,8 milioni.

Il proseguimento anche nel 2015 delle politiche di razionalizzazione degli organici ha consentito la riduzione dei costi per il personale di 14,3 milioni di euro da 62,1 milioni di euro del 2014 a 47,8 milioni di euro registrati nel 2015, pur in presenza nel 2015 di oneri per mobilità ed esodo per 1,3 milioni di euro rispetto a 10,4 milioni di euro dell'esercizio 2014. Tale decremento, si accompagna al decremento del costo del lavoro pro-capite, risultato dalla minore consistenza media che passa da 714 risorse nel 2014 a 637 nel 2015.

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni sono stati pari a 275,6 milioni di euro in aumento di 100,1 milioni di euro rispetto ai 175,5 milioni di euro consuntivi nel 2014. La variazione è da attribuirsi principalmente alle maggiori svalutazioni, per 104 milioni di euro, derivanti dall'esito degli *Impairment Test* effettuati al 31 dicembre 2015 riferite alla centrale di Chivasso e alla centrale di San Filippo del Mela. Un' ulteriore svalutazione, (per 9 milioni di euro) ha riguardato principalmente la svalutazione dell'asset riferito alla centrale di Brindisi incrementatosi nell'esercizio a fronte dell'iscrizione di un fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza dell'impianto stesso che tuttavia era già stato svalutato completamente nei precedenti esercizi. All'aumento delle svalutazioni si contrappongono minori ammortamenti per effetto della rideterminazione della vita utile degli impianti CCGT a far data dal 1° luglio 2014. Si evidenzia inoltre maggiori accantonamenti rischi, al netto dei riversamenti dei fondi, principalmente riferiti ad IMU e canoni per l'uso d'acqua pubblica.

Il risultato operativo netto è negativo e ammonta a 101,4 milioni di euro rispetto al risultato positivo di 24,6 milioni di euro consuntivato nel 2014.

Nel corso del 2015 non sono state effettuate transazioni non ricorrenti, mentre nel 2014 risultava realizzata la plusvalenza di circa 1 milione di euro, derivante dalla cessione dei rami d'azienda servizi corporate e trading in parte ceduti ad A2A S.p.A e in parte ad A2A Trading S.r.l..

Gli oneri finanziari netti a carico dell'esercizio 2015 ammontano a 9,0 milioni di euro in diminuzione di 15,7 milioni di euro rispetto ai 24,7 milioni di euro del 2014. Tale diminuzione è quasi interamente riconducibile al minor debito finanziario medio nei due esercizi, ad una riduzione di spread (dal 3,3% nel 2014 al 1,75% nel 2015) e in minore misura alla riduzione del tasso euribor.

Il risultato al lordo delle imposte è negativo e ammonta a 110,4 milioni di euro, rispetto al risultato positivo di 1,1 milioni di euro conseguito nell'esercizio 2014.

Le imposte a conto economico nell'esercizio 2015 sono positive per 9,2 milioni di euro. Esse riflettono l'effetto delle svalutazioni sulle differite attive e recepiscono imposte per 11,2 milioni di euro per l'adeguamento delle imposte anticipate e differite IRES a seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,5 % dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016.

L'esercizio 2015 evidenzia una perdita di euro 101,2 milioni di euro rispetto ad una perdita di 55,8 milioni di euro registrata nel 2014.

Dal punto di vista finanziario si ricorda che in data 24 dicembre 2013 era stato sottoscritto con A2A S.p.A. un contratto di finanziamento per complessivi euro 660.000.000, erogato in unica soluzione il 31 dicembre 2013. Il finanziamento infragruppo prevede rimborso in un'unica soluzione il 31 dicembre 2017.

Dal 31 dicembre 2015 è stata cancellata la clausola 4.2 *cash sweep* che, su base trimestrale, prevedeva rimborsi pari al 90% della liquidità al netto di un importo di 25 milioni di euro; rimane sempre la possibilità di effettuare rimborsi anticipati volontari senza penalità alcuna. Nel corso dell'esercizio 2015 non sono stati effettuati rimborsi, mentre nel 2014 erano stati rimborsati complessivamente 262 milioni di euro, di cui 87,5 milioni il 31 dicembre 2014. L'indebitamento lordo medio dell'esercizio 2015, pari a 398 milioni di euro, si è ridotto di 199 milioni di euro rispetto all'analogo dato di euro 597 milioni dell'esercizio 2014.

Anche nel 2015 Edipower ha perseguito una strategia di consolidamento e miglioramento della competitività strutturale dei propri *asset*, con investimenti contabilizzati nell'esercizio per 21,8 milioni di euro.

Di seguito gli interventi più rilevanti effettuati o in corso di autorizzazione.

## **Centrali termoelettriche**

### **Centrale di Brindisi**

Nel corso dell'anno sono proseguiti gli studi e la preparazione delle specifiche tecniche per il decommissioning dei gruppi 1 e 2 che hanno portato, nel periodo maggio-luglio, all'emissione di due richieste di acquisto: una per la demolizione delle caldaie dei gruppi 1 e 2 (caldaie, retrocaldaie, condotti fumo e ciminiera) l'altra per la bonifica gas free parco serbatoi OCD (due serbatoi da 50.000 m<sup>3</sup> ed apparecchiature OCD dei gruppi 3&4). In seguito alla notifica del Ministero dell'Ambiente del 04/11/2015 che confermava ufficialmente ad Edipower il parere positivo con prescrizioni del 15/10/2015 da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale ribadendo tutte le prescrizioni di cui al parere del 06/3/2015 tra le quali l'obbligo di demolizione anche di tutte le fondazioni dei gruppi 1 e 2, Edipower, pur precedendo con ricorso avverso il provvedimento del MATTM presso il TAR del Lazio, ha emesso nel mese di dicembre una nuova richiesta di acquisto che escludeva la demolizione delle caldaie lasciando invece inclusi tutti gli item che per ragioni di sicurezza è opportuno alienare e bonificare al più presto (precipitatori elettrostatici, impianti retro caldaia, tubazioni olio, etc.). La demolizione delle caldaie dei gruppi 1 e 2 potrà poi essere completata a seguito della conclusione del procedimento amministrativo presso il TAR.

### **Centrale di San Filippo del Mela**

Nel corso del 2015 sono proseguiti le attività di demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo e della ciminiera delle unità 3 e 4, prescritte nell'aggiornamento della Autorizzazione Integrata Ambientale - Verbale della Conferenza dei Servizi del 6 settembre 2012 (pratica DVA-4RI-00 2012 0140). Le attività di scovimentazione e demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo, della sala macchine e della sala manovra dei gruppi 3 e 4 sono praticamente concluse (96% l'avanzamento al 31 dicembre) mentre l'attività di demolizione della ciminiera si

concluderà nel prossimo mese di marzo. Caricamento, trasporto e conferimento agli impianti di trattamento-smaltimento dei rifiuti pericolosi derivanti dalle suddette attività di bonifica e demolizione sono stati eseguiti ad A2A Ambiente così come il ritiro e la vendita di materiale ferroso e non ferroso risultante dalla demolizione di parti di impianto obsolete. Nel mese di settembre è stata emessa una richiesta di acquisto per la demolizione della sala macchine e dell'edificio ausiliari dei gruppi 3&4. E' continuata la progettazione per la realizzazione di un impianto di valorizzazione energetica del CSS (Combustibile Solido Secondario) della potenzialità di 200 MWt caratterizzato da due nuove e identiche caldaie a griglia (da 100 MWt ciascuna), dalle relative linee di depurazione fumi e da due nuove turbine a vapore da circa 30 MWe ciascuna. Edipower è anche partner industriale nello sviluppo di un'innovativa tecnologia solare termodinamica (CSP). Lo STEM (Solare termodinamico Magaldi) è un processo brevettato dalla Magaldi S.p.A. di Salerno (partner tecnologico) dove la radiazione solare captata dagli eliostati (specchi) è convogliata in un letto fluido di sabbia, in cui sono immersi i serpentine per la produzione di vapore, che costituisce il «core» dell'Unità di Generazione Solare. Nel corso del 2015, unitamente al partner Magaldi, si è ottenuta l'autorizzazione PAS da parte del Comune di San Filippo del Mela per l'installazione presso il sito di San Filippo del Mela di un impianto dimostrativo sperimentale di taglia industriale la cui realizzazione verrà finalizzata nel corso dell'anno 2016.

#### **CCGT**

Per le centrali a gas a ciclo combinato, sono in corso studi ed interventi di "Flessibilizzazione" per velocizzare i tempi di avviamento. Questi prevedono interventi sia sulle turbine a gas (modifiche ai bruciatori) sia sulle rimanenti parti di impianto (*Balance of Plant*).

### **Centrali idroelettriche**

#### **Nucleo di Udine**

Sono proseguiti le attività relative al rifacimento parziale della centrale di Somplago (3 unità Francis con potenza di circa 60 MWe ciascuna). Il Gruppo A ha effettuato il primo parallelo con la rete elettrica il 10 luglio.

Nel corso del mese di agosto (28/8) il Gruppo C (entrato in servizio nel dicembre 2012; fornitore Andritz) è stato interessato da un grave guasto alla tenuta turbina, la cui riparazione ha comportato quattro mesi di f.s. del gruppo, rientrato in servizio il 29/12/15.

Nel corso dell'anno i lavori di rifacimento della centrale di Savorgnana (1 unità da circa 2,2 MW) sono stati completati il 30 settembre; sono proseguiti i lavori di ricostruzione della centrale di Campagnola (2 Unità per circa 1,51 MW), che al 31.12.2015 sono ancora in corso.

Sono inoltre proseguiti le attività di risoluzione delle *Punch List* per i gruppi B e C di Somplago, della centrale di Ampezzo, nonché delle centrali mini-idro del nucleo di Udine: Ronchi dei Legionari, Redipuglia, Fogliano, Monfalcone Anconetta e Luincis.

#### **Nucleo di Mese**

Sono stati avviati i lavori relativi ai progetti di sfruttamento del Deflusso Minimo Vitale (DMV) per le dighe di Isolato e di Villa di Chiavenna ed un nuovo salto sul torrente Drogo.

Edipower si è da tempo dotata di Sistemi di Gestione Ambientale conformi alle norme tecniche e comunitarie di riferimento. Si evidenzia difatti che, già a partire dal 2000, tutti gli impianti di Edipower sono stati progressivamente certificati UNI EN ISO 14001 e, ad eccezione della centrale di Brindisi, sono ad oggi tutti in possesso della registrazione EMAS.

In materia di prestazioni ambientali del 2015, le emissioni specifiche nette in atmosfera dei principali inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio) risentono della discontinua modalità di produzione.

In merito all'andamento infortunistico del personale di Edipower, nel 2015 si sono verificati quattro infortuni sul lavoro.

Nel 2016 la focalizzazione sulla minimizzazione dei costi operativi, in un contesto previsionale di limitate produzioni degli impianti a ciclo combinato, unitamente al mantenimento della disponibilità e della flessibilità degli impianti disponibili rappresenterà una sfida gestionale e tecnica significativa. Proseguirà inoltre l'impegno nell'individuare nuove destinazioni d'uso per i siti industriali di Brindisi e San Filippo del Mela, nell'ottica per dare seguito alla vita industriale dei siti.

Sono inoltre allo studio operazioni di riorganizzazione societaria mirate alla riorganizzazione dei siti produttivi all'interno del Gruppo A2A, sempre nell'ottica di razionalizzazione e miglioramento competitivo.

In questo contesto di forte ridimensionamento delle attività produttive la Società continuerà a dedicare la massima attenzione agli aspetti ambientali e di sicurezza degli impianti e delle persone.

## 4.1. Quadro macroeconomico

Il 2015 è stato un anno nel quale l'economia globale ha scontato gli effetti di diversi fattori di instabilità. La crescita economica a livello mondiale registra una battuta d'arresto attestandosi a +3,1% contro un +3,3% del 2014, secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI). Tale ribasso è ascrivibile alla frenata della crescita in Cina e nelle economie emergenti quali Brasile e Russia, al calo del prezzo del petrolio ed alla stretta monetaria avviata dalla Federal Reserve (FED) a fine anno.

I dati sul PIL cinese nel quarto trimestre 2015 certificano la discesa del ritmo di espansione dell'economia di Pechino sotto la soglia del 7%. Nell'intero 2015 l'espansione è stata del 6,9% che per la Cina corrisponde a un record negativo: si tratta del risultato peggiore da ben 25 anni, al minimo dal 1990. Il rallentamento dell'economia è legato soprattutto alle attività manifatturiere. La produzione dell'acciaio è scesa del 2,3% nel 2015, quella di energia elettrica dello 0,2% così come quella del carbone. Il calo della produzione di acciaio riflette il rallentamento in settori come la meccanica, l'edilizia e la cantieristica navale. Gli Stati Uniti hanno ripreso ad essere la "locomotiva" principale dell'economia dei paesi industrializzati con una crescita del 2,6% nel 2015 ed una attesa del 2,8% per il 2016. Gli Stati Uniti si sono lasciati definitivamente alle spalle la crisi del 2008-2009 riuscendo anche a contenere la disoccupazione.

Nell'anno 2015 il PIL dell'Eurozona si attesta all'1,5% grazie all'incremento dei consumi privati sostenuti dalla caduta del prezzo del petrolio e dall'aumento dei redditi da lavoro dipendente. Da segnalare la crescita dell'economia tedesca nel 2015 con il PIL in rialzo dell'1,7% rispetto al 2014, registrando così il sesto aumento consecutivo (Fonte: FMI).

Relativamente all'Italia, l'Istat conferma le stime di ottobre con una crescita del PIL a +0,8% nel 2015 caratterizzata dal recupero della domanda interna. Rimangono invece deboli gli investimenti delle aziende. Segnali di lento miglioramento arrivano anche dal mercato del lavoro con l'occupazione in crescita dello 0,9% nel 2015.

L'inflazione mondiale è rimasta sostanzialmente inalterata su bassi livelli nelle principali economie avanzate. Al di fuori dell'OCSE perdurano generali pressioni deflazionistiche in Cina ed India, mentre l'indice dei prezzi al consumo si mantiene elevato in Russia e in Brasile.

L'inflazione resta fiacca nell'Area Euro con l'indice dei prezzi al consumo di dicembre che si attesta a +0,2%, lontanissimo dall'obiettivo europeo del 2%. A lasciare il segno è stato, soprattutto nella seconda parte dell'anno, il crollo dei prezzi del petrolio e quindi della componente energetica, che la politica monetaria della BCE è riuscita solo parzialmente a contrastare.

Relativamente all'Italia l'inflazione rallenta per il terzo anno consecutivo, portandosi a +0,1% nel 2015 da +0,2% del 2014. (Fonte: Istat).

Con riferimento ai tassi di interesse si segnala che il rialzo, deciso nella riunione del 15 e 16 dicembre della Federal Reserve (FED), ha avuto effetti complessivamente contenuti sui rendimenti a lungo termine. Nella riunione di dicembre 2015, il Consiglio Direttivo della BCE ha deciso di non intervenire e ha così mantenuto il tasso di riferimento allo 0,05%, il tasso sui depositi a un 0,3% mentre quello sulle operazioni di rifinanziamento marginale è stato confermato allo 0,3%. L'accentuazione della politica monetaria espansiva della BCE e l'avvio del rialzo dei tassi negli Stati Uniti si sono riflessi in maniera contenuta sul cambio EUR/USD, che dalla metà di ottobre si è deprezzato di circa il 4% nei confronti del dollaro. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,11 dollari nell'anno 2015, in contrazione del 16% rispetto al 2014.

### 4.1.1 Le Prospettive

Le prospettive di crescita dell'economia mondiale si sono indebolite e la ripresa sarà più graduale, in particolare nei mercati emergenti e nei Paesi in via di sviluppo, di quanto previsto in precedenza.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale (FMI) le attuali previsioni di crescita globale sono soggette a rischi di ribasso collegati agli aggiustamenti in atto: un generalizzato rallentamento delle economie emergenti, il riequilibrio della Cina, il calo dei prezzi delle materie prime e la graduale uscita da condizioni monetarie straordinariamente accomodanti negli Stati

Uniti (la politica monetaria della FED). Se queste sfide non fossero gestite con successo la crescita globale potrebbe "deragliare".

Per quanto riguarda le stime il FMI prevede che l'economia mondiale crescerà rispettivamente del 3,4% nel 2016 e del 3,6% l'anno successivo, le economie avanzate viaggeranno invece ad un ritmo del 2,1% sia nel 2016 che nel 2017. Per quanto concerne gli Stati Uniti è previsto un +2,6% in entrambi gli anni condizionato dal rafforzamento del dollaro. Confermate le stime di crescita per la Cina: +6,3% nel 2016 e +6,0% nel 2017. Per quanto riguarda le economie emergenti, il prodotto interno lordo della Russia si contrarrà quest'anno più del previsto (calo dell'1,0%), per tornare a crescere nel 2017. Il FMI ha drasticamente rivisto al ribasso le già pessime previsioni economiche sul Brasile: per quest'anno si attende una recessione pari al 3,5% del PIL dopo il pesantissimo -3,8% già accusato nel 2015. Per il 2017 invece, l'istituzione prevede una stagnazione, con una variazione nulla del PIL. Confermate ed in controtendenza invece le stime per l'India, con una crescita prevista al +7,5% sia nel 2016 che nel 2017.

Con riferimento all'Eurozona, il FMI ha elaborato una previsione di crescita nel 2016 pari all'1,7%, così come per il 2017. Andando nel dettaglio delle maggiori economie europee, la Germania dovrebbe crescere dell'1,7% sia nel 2016 che nel 2017, mentre la Francia dovrebbe registrare un +1,3% e +1,5% rispettivamente. Continua la ripresa della Spagna: dopo il +3,2% del 2015, il PIL segnerà un +2,7% nel 2016 ed un +2,3% nel 2017.

Confermati i dati sull'Italia, per la quale il FMI prevede un incremento del PIL pari all'1,3% nel 2016 ed all'1,2% nel 2017. Numeri più contenuti rispetto alle stime fatte dal Governo che, nella nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza (DEF), ha previsto una crescita dell'1,6% per quest'anno. Secondo il FMI, il motore della crescita è rappresentato dalla domanda interna più forte rispetto agli anni precedenti, ma permane grande incertezza relativamente agli investimenti, che in Italia ed in Europa potrebbero essere rinviati nel caso in cui aumentassero i timori per il possibile scoppio di una "bolla edilizia" in Cina e le quotazioni del greggio dovessero continuare a scendere.

La persistente debolezza dei prezzi dell'energia e delle commodity pone importanti rischi al ribasso sulla previsione di inflazione nelle principali economie avanzate per gli anni 2016-2017. Relativamente ai paesi emergenti, in Cina ed India continueranno le pressioni deflazionistiche mentre in Brasile e in Russia si registreranno elevati tassi di inflazione per effetto della svalutazione delle rispettive monete locali.

Per quanto concerne l'Area Euro, gli esperti della BCE hanno tagliato le stime sull'inflazione sia per quest'anno che per l'anno prossimo. Per il 2016 la stima sull'inflazione è tagliata allo 0,7% dall'1% precedente e per il 2017 è limitata all'1,4% dall'1,5%. Nel 2018 il tasso si dovrebbe poi attestare all'1,6%.

Relativamente all'Italia la BCE prevede una crescita dei prezzi al consumo dell'1,0% nel 2016 grazie ad un graduale ripresa dei consumi delle famiglie e delle imprese.

Secondo la Banca d'Italia, la disoccupazione italiana si attesterà all'11,1% quest'anno e al 10,7% nel 2016 per effetto delle migliori prospettive di domanda e, in parte, delle misure di riduzione del costo del lavoro introdotte dal governo.

Il tasso di cambio EUR/USD mantiene un trend ribassista attestandosi, nei primi 20 giorni di gennaio 2016, ad un valore medio di 1,09 dollari, dopo che lo scorso dicembre la Federal Reserve (FED) ha avviato il rialzo dei tassi dopo anni di denaro a costo zero. Nel programma varato dalla FED a dicembre, si parla di quattro rialzi di un quarto di punto nel 2016. Nella riunione di fine gennaio la Federal Reserve ha mantenuto i tassi fermi, procrastinando la discussione su come e quanto alzarli all'incontro di marzo. Al momento la previsione è di un tasso di cambio EUR/USD all'1,09-1,10 per il biennio 2016-2017.

La Banca Centrale Europea (BCE), nella riunione del 21 gennaio 2016 ha deciso di mantenere i tassi invariati allo 0,05%, confermando l'intenzione di lasciarli tali per un lungo periodo di tempo a supporto di un rialzo dei listini europei. I tassi sui depositi bancari rimangono negativi allo -0,3% ed i tassi marginali allo 0,3%. L'obiettivo dell'azione della BCE è quello di portare l'inflazione vicino al 2% e per questo ha fissato una riunione a marzo per il possibile varo di nuovi stimoli monetari e per la revisione del programma di acquisti di titoli (*Quantitative Easing*) lanciato lo scorso anno; una revisione dai contorni ancora indefiniti.

## 4.2. Mercato elettrico

Nell'anno 2015 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno risentito fortemente delle incertezze del quadro macroeconomico mondiale e della debolezza dei fondamentali di domanda ed offerta dei mercati di riferimento.

Il prezzo medio del Brent nell'anno 2015 si è attestato a 53,7 \$/bbl, registrando una riduzione di circa il 46% rispetto a quanto consumato lo scorso anno (99,5 \$/bbl). L'andamento al ribasso ha visto una progressiva accelerazione dall'inizio dell'estate con un picco nel mese di dicembre quando il Brent ha raggiunto il livello più basso da giugno 2004 con un valore medio pari a 38,9 \$/bbl. Il prezzo del greggio ha proseguito nella discesa anche nei primi giorni del 2016, scendendo al di sotto dei 30 \$/bbl per poi risalire sensibilmente.

L'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA) prevede che il Brent sarà in media sui 40 \$/bbl durante il 2016 e sui 50 nel 2017. A tenere bassi i prezzi è un'offerta che anche nel 2016 continuerà a sorpassare la domanda, facendo così crescere le scorte. Nel 2015 sono stati soprattutto gli Stati Uniti la fonte principale dell'incremento della produzione. Nel 2016 e nel 2017, invece, la crescita sarà ascrivibile ai Paesi OPEC, soprattutto grazie alla ripresa delle esportazioni dell'Iran. La potenza mediorientale infatti, con la sospensione delle sanzioni, dovrebbe riprendere a pieno regime le estrazioni di greggio. Nel 2016 la produzione dei Paesi non-OPEC, secondo la EIA, calerà di 0,6 mb/g, ovvero la prima riduzione dal 2008. Circa i due terzi di questa diminuzione sarà imputabile agli Stati Uniti e sarà soprattutto la produzione di *tight oil* a crollare, il petrolio non convenzionale; questa tipologia di greggio per essere economicamente sostenibile richiederebbe prezzi del barile più alti di quelli attuali e di quelli previsti nel breve periodo ed è inoltre caratterizzata da tassi di declino molto elevati. La EIA si aspetta che il consumo di petrolio e dei combustibili liquidi cresca di 1,4 mb/g sia nel 2016 che nel 2017.

Sul mercato europeo del carbone non si è registrata alcuna ripresa nel corso del 2015. Le quotazioni si mantengono, con l'eccezione di febbraio e marzo, su valori sensibilmente inferiori ai 60 \$/tonn con un trend lievemente decrescente che, nel mese di dicembre, raggiunge il minimo storico degli ultimi undici anni pari a 47,9 \$/tonn. Il prezzo medio del carbone con delivery nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (Coal CIF ARA) è stato pari a 56,5 \$/tonn nel 2015, in calo del 25% circa rispetto all'anno 2014.

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nell'anno 2015 è stato pari a 315.234 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,5% rispetto al 2014 (310.535 GWh). In termini *decalendarizzati* la variazione risulta pari a +1,3%.

La produzione netta di energia elettrica si attesta nel 2015 a 270.703 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 44.751 GWh, registrando una diminuzione del 24,9% rispetto al 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,3% rispetto al 2014 attestandosi a 180.871 GWh. In aumento anche le produzioni da fonte fotovoltaica e geotermoelettrica, rispettivamente del +13,0% e +4,5%. In sensibile calo la produzione eolica, che registra una diminuzione del 3,3% rispetto al 2014. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per l'anno 2015 sono risultate in aumento dell'8% rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'85% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte dei prezzi il PUN (Prezzo Unico Nazionale) Base Load, nell'anno 2015, registra un lieve aumento (+0,5%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 52,3 €/MWh contro i 52,1 €/MWh del 2014. Il prezzo nelle ore di alto carico diminuisce dello 0,3% rispetto all'anno precedente (PUN Peak Load a 58,7 €/MWh vs 58,9 €/MWh), mentre il prezzo nelle ore a basso carico registra un aumento dell'1,0% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (PUN Off-Peak a 48,73 €/MWh vs 48,26 €/MWh).

Il rapporto prezzo picco/baseload resta allineato ai livelli del 2014 con un differenziale 2015 di circa 6,4 €/MWh.

## 4.3. Quadro normativo e regolamentare

### Produzione

Il Decreto Legislativo 79/1999 (di seguito Decreto Bersani) ha liberalizzato la produzione di energia elettrica: al fine di favorire la concorrenza nel mercato, ha disposto che dal gennaio 2003 nessun produttore possa generare o importare direttamente o indirettamente più del 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta e importata nel nostro Paese.

### Incentivazione della produzione da rinnovabili

Il Decreto Bersani ha previsto, nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, l'obbligo di utilizzo prioritario dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili, oltre che di quella prodotta mediante cogenerazione (priorità di dispacciamento).

A decorrere dal 2001, gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono più di 100 GWh di energia elettrica da fonti non rinnovabili, hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, inizialmente pari al 2% del totale importato/prodotto. Tali soggetti possono adempiere all'obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti (i Certificati Verdi, che attestano la produzione di un determinato ammontare di energia elettrica certificata in quanto prodotta da rinnovabili) da altri produttori o dal GRTN (ora GSE).

Con Decreto Legislativo n. 387/03, di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, sono state successivamente dettate ulteriori disposizioni in materia, tra cui:

- la previsione della regolazione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, dei servizi di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW (con Legge 244/07 il diritto al servizio è successivamente stato esteso agli impianti di potenza fino a 200 kW) e di ritiro dedicato da parte del GSE dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- l'introduzione di specifiche misure per l'incentivazione del solare (nella forma di una tariffa incentivante di importo decrescente e di durata tale da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio), che hanno poi portato ai Conti Energia.

Con Legge 244/07 (legge finanziaria per il 2008) è stata, inoltre, introdotta una Tariffa Onnicomprensiva, che costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, o 0,2 MW per gli impianti eolici. La legge ha, inoltre, rivisto alcune disposizioni in materia di Certificati Verdi.

In attuazione delle previsioni di cui alla Direttiva Europea n. 2009/28/EC, con Decreto Legislativo n. 28/2011, sono stati normati i criteri per la definizione dei regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da rinnovabili al 2020, poi attuati con il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012. Le disposizioni definite nel decreto trovano applicazione nei confronti degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici, aventi potenza non inferiore a 1 kW, ai quali vengono riconosciute tariffe incentivanti cui accedono direttamente per potenze al di sotto dei valori di soglia definiti dalla norma, o in esito a procedure d'asta per potenze superiori. Il decreto prevede inoltre, relativamente agli impianti che producono energia elettrica da fonte rinnovabile entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi, il riconoscimento di un incentivo sulla produzione netta per il residuo periodo di diritto successivo al 2015. Pertanto, a partire dall'anno 2016, gli incentivi spettanti alla produzione di energia elettrica degli impianti, in continuità con le tempistiche previste per il ritiro dei Certificati Verdi, verranno erogati dal GSE sulla base della sottoscrizione di un'apposita convenzione.

## **Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico**

La Legge n. 116/14 dell'11 agosto 2014, di conversione del Decreto Legge n. 91/04 (cd. D.L. Competitività), tra le altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali forniti in bassa e media tensione (art. 23), ha previsto (comma 3-bis) che, fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

Dal 1° gennaio 2015 e fino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto (prevista per il primo semestre 2016), le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state pertanto definite dall'AEEGSI rispettivamente con le Deliberazioni nn. 521 (di definizione del cd. regime 91/14) e 500/2014/R/eel.

In particolare, ai fini della definizione del regime 91/14, l'Autorità ha proposto di adottare l'impostazione della reintegrazione dei costi (art. 65 Deliberazione n. 111/06), che consente un riconoscimento puntuale dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

A seguito della presentazione da parte di Edipower dell'istanza per il riconoscimento del corrispettivo di reintegro dei costi per l'anno 2014 per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con Deliberazione 612/2015/R/eel l'AEEGSI ha disposto l'erogazione di un ulteriore acconto per il 2014 pari a 53 MIO€.

In data 30 dicembre 2014 la società Terna S.p.A. ha pubblicato l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l'anno 2015, confermando l'inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico. Con Deliberazione 453/2015/R/eel l'Autorità ha poi di fatto rinnovato il regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani oltre i 50 MW (esclusi i FER), come previsto dal D.L. 91/2014, aggiornando contestualmente il corrispettivo di reintegrazione dei costi di generazione.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha infine riconosciuto l'essenzialità del gruppo SFM 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo SFM 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo c.d. Sorgente-Rizziconi prevista entro il 30.06.2016 ai sensi della Deliberazione 654/2015/R/eel (Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023).

## **Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva**

Il meccanismo attualmente vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *Capacity Payment* che fu introdotto dal D.Lgs. n. 379 del 2003 come sistema transitorio e regolato dall'Autorità nel 2004. Si tratta di un meccanismo di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adeguatezza del sistema elettrico a fronte della domanda complessiva nazionale soprattutto nei giorni, definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

La regolazione attuale prevede che l'Autorità definisca ex ante un gettito che viene erogato nei confronti della capacità produttiva esistente ed abilitata alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Il citato D.Lgs. n. 379 del 2003 stabilisce che la remunerazione della capacità a regime debba essere basata su un meccanismo di mercato disciplinato dalla Delibera ARG/elt 98/11: un sistema ad asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) e l'obbligo di offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia e dei servizi e a restituire alla controparte (Terna) la differenza tra i prezzi di riferimento e i prezzi *strike*.

Inizialmente il *Capacity Market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale, la prima asta era attesa per il 2017. Con la Deliberazione 95/2015/I/eel l'Autorità ha, però, proposto al MSE di anticipare la prima asta già a fine 2015 con periodo di consegna già nel 2017 e con un contratto di durata annuale (cd. Fase di prima attuazione).

Nell'ambito del procedimento avviato con Deliberazione 6/2014/R/eel, con Deliberazione 320/2014/R/eel l'AEEGSI ha esteso al Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) una proposta per l'integrazione della disciplina del meccanismo

transitorio di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, in attuazione delle previsioni di cui alla Legge di stabilità, in vigore dal 1° gennaio 2014, relativamente alla fornitura di servizi di flessibilità.

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato alla DG Competition il meccanismo a regime ma non quello attuale, transitorio. La Commissione ha richiesto alcuni approfondimenti, forniti dal Governo a fine novembre. In attesa dell'approvazione da parte della UE alcuni provvedimenti dell'AEEGSI non sono stati ancora attuati (Deliberazione 320/2014/r/eel e Deliberazione 95/2015/r/eel).

### **Emission Trading**

L'Emission Trading Scheme (ETS) è il principale sistema di controllo delle emissioni di gas climalteranti europeo al fine del raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2020 e al 2030. Tale meccanismo è stato introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva EU ETS) che obbliga i grandi impianti (sia di produzione termoelettrica che industriali) a limitare le emissioni dei gas effetto serra entro un "tetto" massimo stabilito. La direttiva EU ETS è stata modificata dalla Direttiva 2008/101/CE del 19 novembre 2008 e dalla Direttiva 2009/29/CE del 23 aprile 2009, con l'obiettivo di perfezionare il sistema EU ETS e di estenderlo sia ad attività ulteriori e diverse rispetto a quelle considerate inizialmente, sia a gas diversi dal biossido di carbonio.

Il meccanismo è di tipo *cap and trade* e prevede la fissazione di un *cap* alle emissioni di CO<sub>2</sub> a livello europeo e l'obbligo, per tutti gli impianti rientranti nell'ambito delimitato dalla normativa, di disporre ogni anno di un determinato numero di permessi di emissione (quota di CO<sub>2</sub>) pari alle tonnellate emesse in atmosfera. A partire dal 2013 è entrata in esercizio la Terza Fase (Fase I: 2005/2007, fase II: 2008/2012).

Al fine di rendere il meccanismo dell'ETS in grado di adattarsi alle mutate condizioni economiche ed industriali dei recenti anni, e di mantenerne l'efficacia in relazione alla riduzione delle emissioni, il Parlamento Europeo – in data 7 luglio 2015 - e la Commissione Europea – in data 6 ottobre 2015 - hanno introdotto la Market Stability Reserve (MSR) tramite cui l'offerta di permessi diventa flessibile e potrà essere aggiustata per mantenere i prezzi dei permessi stabili all'interno di un range desiderato. La MSR entrerà in funzione nel 2019.

A dicembre 2015, nell'ambito della Legge di Stabilità 2016, è stata introdotta una norma che prevede di prorogare fino alla completa liquidazione i tempi per il rimborso da parte dello Stato di un importo pari al valore, interessi inclusi, delle "quote CO<sub>2</sub>" non assegnate durante la Fase II in seguito all'esaurimento della Riserva dedicata ai nuovi impianti.

### **4.4. La gestione della centrale di San Filippo del Mela come Impianto Essenziale**

Gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV sono stati inseriti da Terna, ai sensi dell'Allegato A27 Rev18 al Codice di Rete del 8 aprile 2015, nell'elenco degli impianti essenziali di cui all'articolo 63 comma 1 della delibera 111/06 (nel seguito la "Delibera") e sono ammessi al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2015 sulla base dei seguenti provvedimenti:

- Delibera 668/2014/R/EEL del 29 dicembre 2014 con riferimento all'impianto essenziale San Filippo del Mela 150 kV;
- Il DL 91/14 e la conseguente delibera 521/2014/R/EEL del 23 ottobre 2014 prevedono che dal 1° gennaio 2015 sino al completamento dell'intervento "Sorgente-Rizziconi" tutte le Unità di produzione in Sicilia superiori a 50 MW siano considerate essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ed ammesse al regime di reintegrazione dei costi; la società Terna, in ottemperanza alla delibera 521/2014/R/EEL del 23 ottobre 2014, ha comunicato l'elenco delle unità essenziali ex DL 91/14 durante il "periodo di riferimento" (dal 1° gennaio 2015 sino al completamento dell'intervento "Sorgente-Rizziconi"), inserendo anche le unità di produzione SF2, SF5, SF6 che costituiscono l'impianto San Filippo del Mela 220 kV.

Si segnala, infine, che con Legge n. 116/14 dell'11 agosto 2014, di conversione del decreto legge n. 91/04 (cd. D.L. Competitività), tra altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali forniti in bassa e media

tensione (art. 23), è stato previsto (comma 3-bis) che, fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

La legge ha inoltre previsto che, in attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'AEEGSI proceda alla rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna. Con delibera 525/2014/R/eel, l'AEEGSI ha, pertanto, disposto, a decorrere dal 1° novembre 2014, la rimozione di tali macrozono, mediante la fusione delle medesime con la macrozona a queste fisicamente interconnessa (macrozona Sud).

## 4.5. L'anno 2015

Anche quest'anno Edipower ha continuato a perseguire una strategia di consolidamento e miglioramento della competitività strutturale dei propri assets secondo le linee guida di seguito riportate:

- investimenti di riqualifica degli impianti idroelettrici per l'ottenimento di certificati verdi, l'aumento dell'efficienza produttiva e il prolungamento della vita utile;
- sviluppo di iniziative volte ad aumentare la capacità produttiva di impianti idroelettrici;
- ricerca di alternative impiantistiche o "di assetto" per il miglioramento dell'efficienza degli impianti;
- attività di manutenzione per aumentare l'affidabilità e la disponibilità degli impianti.

### 4.5.1. Produzione e vendita di energia elettrica

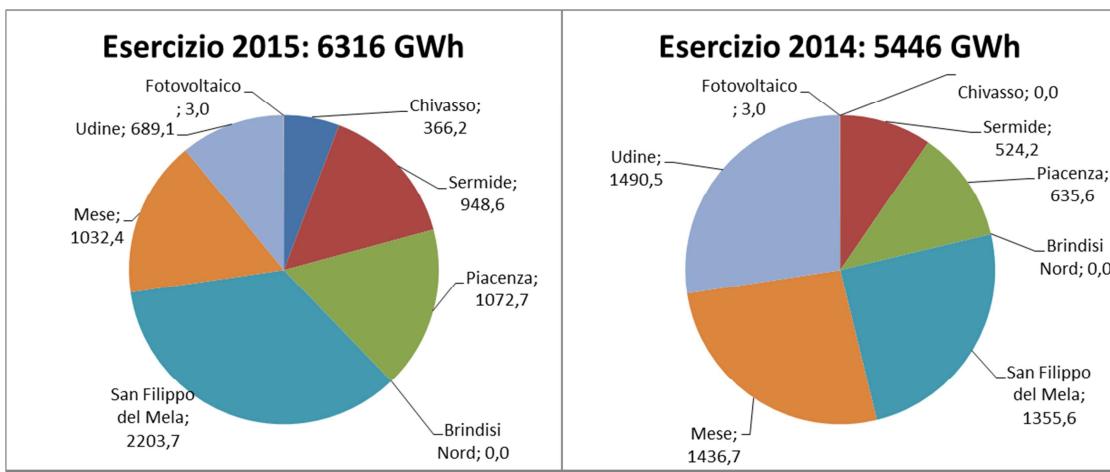
La produzione di Edipower, pari a 6,32 TWh, è stata ottenuta per il 72,7% con impianti termoelettrici e per il restante 27,3% con impianti idroelettrici.

Viene di seguito evidenziata la produzione per centrale termoelettrica, nucleo idroelettrico e fotovoltaico.

Energia Immessa in rete (*) GWh	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazione
Chivasso	366,2	0,0	366,2
Sermide	948,6	524,2	424,4
Piacenza	1072,7	635,6	437,1
Brindisi Nord	0,0	0,0	0,0
San Filippo del Mela	2203,7	1355,6	848,1
<b>Totale Termoelettrico</b>	<b>4591,2</b>	<b>2515,4</b>	<b>2075,8</b>
 Mese	 1032,4	 1436,7	 <b>-404,3</b>
Udine	689,1	1490,5	<b>-801,4</b>
<b>Totale Idroelettrico</b>	<b>1721,4</b>	<b>2927,2</b>	<b>-1205,8</b>
<b>Totale Fotovoltaico</b>	<b>3,0</b>	<b>2,9</b>	<b>0,1</b>
 <b>Totale Energia Immessa</b>	 <b>6315,6</b>	 <b>5445,5</b>	 <b>870,1</b>

(\*) i dati sono comprensivi di perdite

Il prolungarsi della crisi economica è stato compensato da un'eccezionalità legata alle elevate temperature ambientali del periodo estivo che hanno determinato un aumento della produzione dei cicli combinati, supportate anche da una contrazione rispetto all'anno 2014 delle produzioni a livello nazionale delle fonti rinnovabili. Anche per la centrale di San Filippo del Mela si riscontra un notevole incremento della produzione. La produzione dei nuclei idroelettrici risulta inferiore rispetto a quella eccezionale registrata nell'anno 2014, e leggermente inferiore alla media storica decennale.



Nel 2015 il volume complessivo di energia ceduta al di fuori del *Tolling Agreement* e del *Power Purchase Agreement* è stato di 2,25 TWh (di cui 2,2 TWh da San Filippo del Mela come Impianto Essenziale) rispetto ai 1,40 TWh del 2014 (di cui 1,35 TWh da San Filippo del Mela come Impianto Essenziale).

Energia Immessa in rete(*) GWh	Esercizio 2015		Esercizio 2014		Variazione
	2015	%	2014	%	
Tolling Agreement (CCGT)	2387,5	37,8	1159,8	21,3	1227,7
Power Purchase Agreement	1681,1	26,6	2886,2	53,0	-1205,1
Terzo Merchant (Brindisi)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mini Idro e Fotovoltaico	43,4	0,7	43,9	0,8	-0,5
di cui Minidro	40,4	0,6	41,0	0,8	-0,6
di cui Fotovoltaico(***)	3,0	0,0	2,9	0,1	0,1
Impianti essenziali - San Filippo	2203,7	34,9	1355,6	24,9	848,1
<b>Totale (**) 6315,6</b>	<b>100,0</b>		<b>5445,5</b>	<b>100,0</b>	<b>870,1</b>

(\*) i dati sono comprensivi di perdite

(\*\*\*) dal 1°Giugno 2014 l'energia immessa dagli impianti fotovoltaici viene ceduta ad A2A Trading.

La gestione operativa della Società ha avuto come principale obiettivo la massimizzazione della disponibilità delle unità di produzione nel rispetto delle richieste di funzionamento flessibile in coerenza con gli obiettivi prestazionali definiti dai contratti industriali, l'ottimizzazione della gestione della centrale di San Filippo del Mela nell'ambito delle disposizioni della delibera AEEGSI 111/06 relativa alle Unità essenziali, la minimizzazione degli oneri di sbilanciamento e il miglioramento dell'efficienza gestionale.

Edipower, in qualità di utente del servizio di dispacciamento per la centrale di San Filippo del Mela, ha operato prevalentemente sui mercati dei servizi del dispacciamento per circa 1,8 TWh.

Mercati delle Energia e dei servizi di dispacciamento	Esercizio 2015		Esercizio 2014		Variazione	
	Acquisto ↓	Vendita ↑	Acquisto ↓	Vendita ↑	Acquisto ↓	Vendita ↑
Mercati Energia	55,7	500,9	53,3	369,6	2,4	131,3
Mercato servizi dispacciamento	57,0	1.849,3	58,6	1.134,2	1,6	715,1
<b>Totale</b>	<b>112,7</b>	<b>2.350,2</b>	<b>111,9</b>	<b>1.503,8</b>	<b>0,8</b>	<b>846,4</b>

## 4.5.2. Esercizio e manutenzione

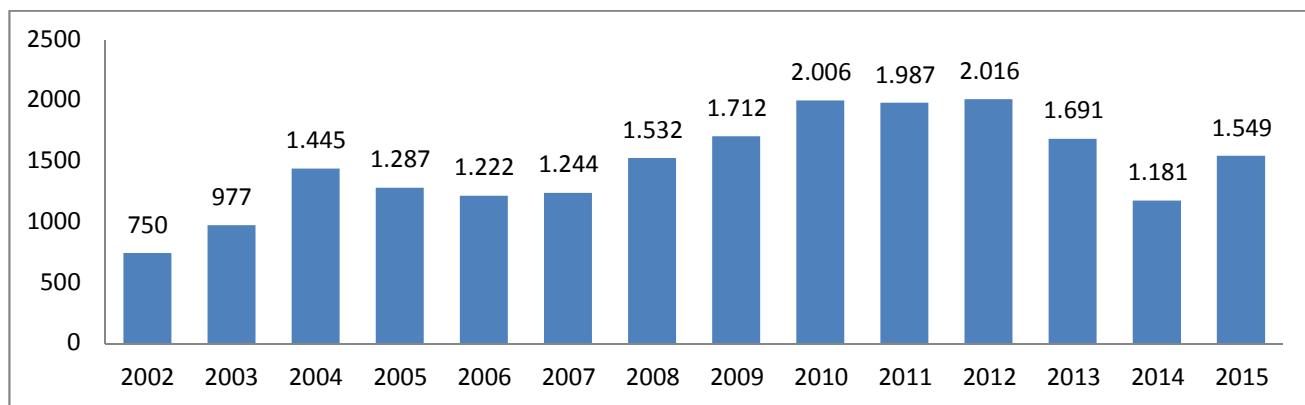
### 4.5.2.1. Impianti termoelettrici

La gestione del parco produttivo nell'esercizio 2015 è stata caratterizzata da un notevole aumento della produzione, pari a circa il 80% rispetto al 2014. Il dato ha risentito delle favorevoli condizioni meteo verificatesi nei mesi estivi, in particolare nel mese di luglio, ed è stato anche influenzato dalla decisione assunta dalla società circa il rientro nella disponibilità del mercato elettrico, a partire dal mese di ottobre, del modulo 1 da 800 MW della centrale di Chivasso.

Anche nel corso del 2015 l'esercizio è stato molto frammentato con numerosi avviamenti/spegnimenti e con potenza media di funzionamento decisamente inferiore al valore nominale.

Avviamenti	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
numero avviamenti	750	977	1.445	1.287	1.222	1.244	1.532	1.712	2.006	1.987	2.016	1.691	1181	1.549
incremento % sul 2002		30	93	72	63	66	104	128	167	165	169	125	57	107
incremento % sull'anno precedente		30	48	-11	-5	2	23	12	17	-1	1	-16	-30	31

#### Avviamenti



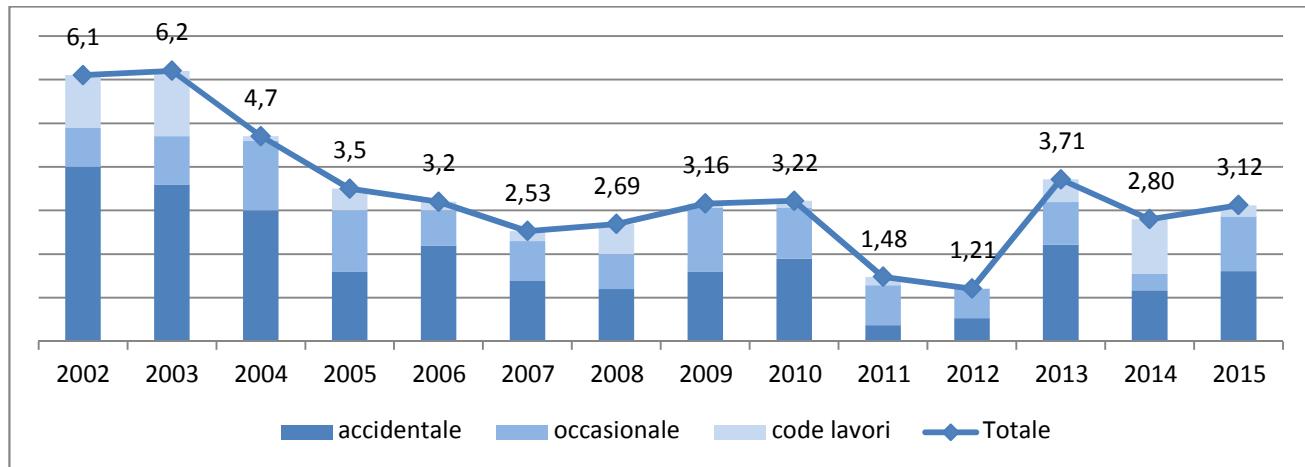
L'incremento del numero degli avviamenti (30%) è legata in parte (41%) al rientro in produzione della centrale di Chivasso, ed il resto al fatto che anche nel corso del 2015 l'esercizio degli impianti termoelettrici è stato caratterizzato da una forte intermittenza finalizzata allo sfruttamento di tutte le opportunità di dispacciamento.

Nonostante la gravosità del servizio il valore complessivo di indisponibilità degli impianti è rimasto contenuto passando dal 2,80% del 2014 al 3,12% del 2015.

#### Indici di indisponibilità tecnica (termoelettrico)

%	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
accidentale	4,00	3,60	3,00	1,60	2,20	1,40	1,20	1,6	1,90	0,37	0,53	2,22	1,17	1,61
occasionale	0,90	1,10	1,60	1,40	0,80	0,90	0,80	1,46	1,17	0,92	0,68	0,98	0,38	1,26
code lavori	1,20	1,50	0,10	0,50	0,20	0,23	0,69	0,10	0,15	0,19	0,0	0,52	1,25	0,26
<b>Totale</b>	<b>6,10</b>	<b>6,20</b>	<b>4,70</b>	<b>3,50</b>	<b>3,20</b>	<b>2,53</b>	<b>2,69</b>	<b>3,16</b>	<b>3,22</b>	<b>1,48</b>	<b>1,21</b>	<b>3,71</b>	<b>2,88</b>	<b>3,12</b>

## Indici di indisponibilità tecnica (termoelettrico)



Il consumo specifico totale dell'esercizio 2015 risulta migliorato rispetto all'esercizio precedente. Le variazioni sono ascrivibili a due fattori concomitanti: da un lato un leggero miglioramento del fattore di carico (rapporto tra potenza media di funzionamento effettivo della centrale e la sua potenza nominale), dall'altro uno spostamento del mix di produzione verso i cicli combinati, alimentati a gas.

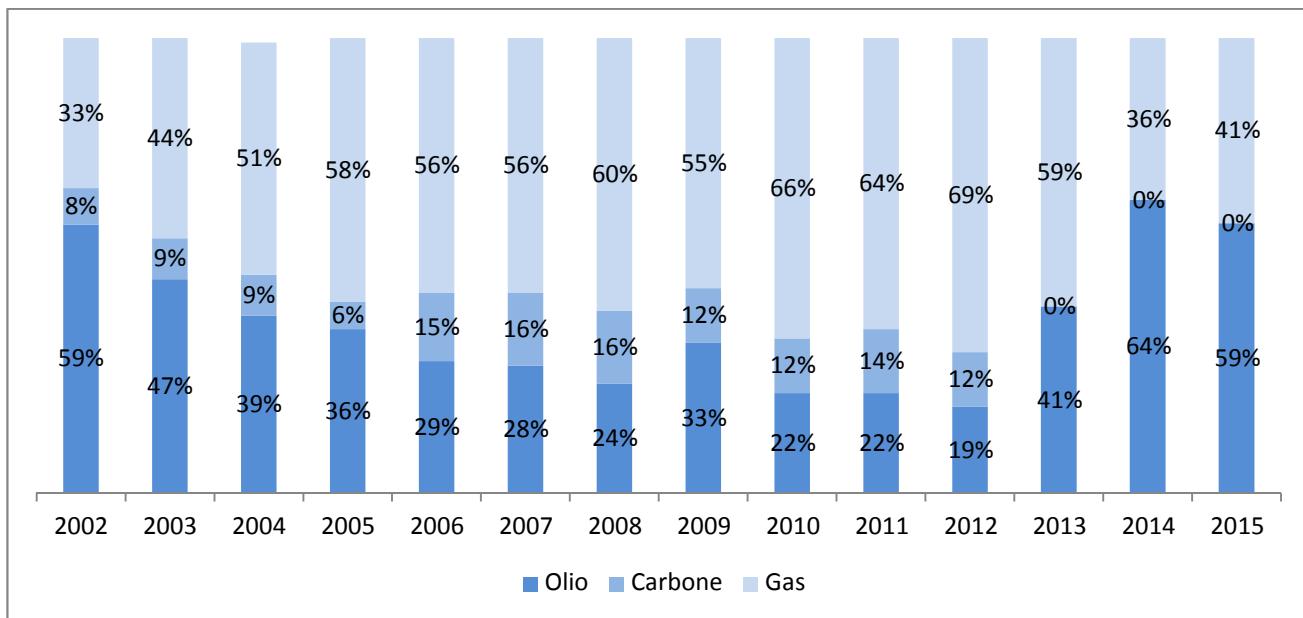
Nella tabella che segue è evidenziato l'andamento del consumo specifico dal 2002 al 2015.

Consumo specifico	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
consumo specifico (kcal/kWh)	2.303	2.274	2.098	1.973	1.936	1.965	1.941	1.984	1.934	1.964	1.934	2.122	2.466	2.305
incremento % rispetto al 2002		-1,26	-8,9	-14,33	-15,94	-14,68	-15,72	-13,85	-16,0	-14,7	-16,0	-7,9	7,1	0,1
incremento % sull'anno precedente		-1,26	-7,74	-5,96	-1,88	-1,5	-1,22	2,22	-2,5	1,6	-1,5	9,7	16,2	-6,5

Nella tabella che segue è evidenziato il mix di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche di Edipower dal 2002 al 2015. Si evidenzia l'azzeramento del contributo del carbone dovuto alla mancata produzione, a partire dal 2013 della centrale di Brindisi.

Mix di combustibile %	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Olio	59	47	39	36	29	28	24	33	22	22	19	49	64	59
Carbone	8	9	9	6	15	16	16	12	12	14	12	0	0	0
Gas	33	44	51	58	56	56	60	55	66	64	69	51	36	41

## Mix combustibile



L'indisponibilità non programmata è riconducibile alle modalità di esercizio caratterizzate da un funzionamento intermittente per cogliere sul mercato le opportunità di produzione economicamente convenienti; le fermate notturne degli impianti sono state quindi numerose. Ciò ha comportato, soprattutto negli impianti tradizionali a vapore, diversi episodi di indisponibilità di durata variabile che hanno interessato differenti parti d'impianto.

Particolare rilevanza hanno avuto due disservizi verificatisi nell'anno 2015, uno nella centrale di Sermide che ha coinvolto il trasformatore del turbogas e per il quale è stata necessaria la sostituzione dello stesso, ed il secondo evento presso la centrale di Piacenza dovuto ad un guasto che ha coinvolto una linea AT della stazione elettrica.

Una situazione particolare si è verificata sull'unità 1 della centrale di San Filippo nella quale si è registrato un prolungamento di 3 settimane della fermata programmata della turbina a vapore. L'evento è stato determinato soprattutto alle agitazioni sindacali che, con il blocco degli straordinari non solo dei lavoratori diretti ma anche degli indiretti, hanno compromesso la prevista pianificazione degli interventi di manutenzione.

Si elencano in seguito, suddivisi per impianto, i principali interventi di manutenzione e di investimento, rilevanti dal punto di vista tecnico, ambientale ed economico, effettuati durante l'esercizio 2015.

## **Brindisi**

E' continuata l'attività di conservazione delle caldaie e delle turbine dei gruppi 3 & 4. Nello specifico:

- E' stato completato il trasferimento tramite autobotti dell'olio combustibile residuo presente nei serbatoi del parco, dalla centrale di Brindisi alla centrale di San Filippo del Mela, creando così una delle principali condizioni necessarie per l'uscita della centrale dall'applicazione della legge "Seveso".
- E' stato isolato in ingresso e uscita tutto il parco serbatoi combustibili liquidi ed è stato chiuso il registro fiscale dell'olio combustibile con i funzionari dell'Agenzia delle Dogane competente per territorio, onde consentire l'uscita della centrale dal regime della legge "Seveso".
- E' stata rimossa la stazione di lavaggio e sono stati restituiti ceduti all'Autorità Portuale, i cavi e gli impianti di illuminazione presso la banchina di Costa Morena Est, interrompendo così la loro alimentazione elettrica.
- E' stata effettuata la bonifica da amianto della vecchia linea di trasferimento OCD allo stabilimento Enichem.
- Sono proseguiti i lavori di messa in sicurezza dei gruppi 1 & 2.
- E' stata avviata l'attività di bonifica dei terreni per la rimozione di n°7 hot spot, come prescritto dal relativo da Decreto Ministeriale.

## **Chivasso**

L'unità 1 da 800 MW della centrale, in conservazione dal 1° gennaio 2014, è stata rimessa in servizio nel mese di ottobre dopo avere eseguito, a seguito di un accordo industriale sottoscritto con il costruttore dei turbogas – General Electric, alcuni importanti interventi di flessibilizzazione dell'impianto (sostituzione bruciatori dei turbogas con nuovi bruciatori a bassissime emissioni di NOx, installazione di un nuovo sistema di regolazione/supervisione, realizzazione di alcuni pacchetti software per il miglioramento delle prestazioni, ecc.) che hanno comportato per l'unità 1, un netto miglioramento sia delle prestazioni funzionali (ridotti tempi di avviamento, velocizzazione delle rampe di carico, minor consumo di combustibile, ecc.), sia di quelle ambientali, con una conseguente maggior appetibilità sul mercato dell'unità di produzione

## **Piacenza**

Sono stati effettuati i seguenti interventi:

- la Minor Inspection sulle turbine a gas è stata effettuata con successo dal nuovo appaltatore del contratto LTSA – Ansaldo -, dopo la risoluzione del contratto in essere con Siemens,;
- completamento del rifacimento dell'illuminazione del piano di governo della sala macchine con un aumento dell'efficienza energetica;
- revisione parziale della turbina a vapore, la pulizia del condensatore, la manutenzione delle opere di presa e delle pompe;
- ispezione delle caldaie a recupero e la manutenzione delle valvole dei circuiti acqua e vapore;
- controlli non distruttivi per la verifica decennale PED come prescritto dalle norme di legge applicabili;
- manutenzioni dei sistemi elettrici, di quelli di misura e di regolazione, controllo e la manutenzione annuale della cabina di decompressione e di misura del gas metano;
- sostituzione del terminale AT del cavo nella stazione elettrica blindata, interessato dal guasto che ha provocato un lungo fuori servizio della centrale;
- installazione delle nuove regolazioni della portata di ricircolo delle pompe alimento e messa in servizio del nuovo sistema di telecontrollo per la regolazione della potenza reattiva.

## **Sermide**

Sono stati effettuati i seguenti interventi:

- revamping dell'impianto antincendio e l'ammodernamento delle misure di livello dei serbatoi dell'olio combustibile;
- revamping dell'impianto di pretrattamento dell'acqua;
- scoibentazione dei serbatoi di olio combustibile causa l'ormai critica situazione delle lamiere di contenimento dei coibenti;

- reso funzionale il nuovo sistema di controllo dell'impianto ITAR nel sistema di supervisione e controllo a microprocessori centralizzato dell'impianto;
- sostituzione delle batterie 220 Vcc del gruppo 4;
- modifica delle logiche di regolazione del livello dei corpi cilindrici di AP-MP-BP delle caldaie a recupero;
- sostituzione della pompa di alimento della caldaia a recupero "H" e revisione generale del motore;
- sostituzione del trasformatore del turbogas "G" interessato da un grave guasto (corto circuito) con l'analogico trasformatore del gruppo 3 ormai non più disponibile per il dispacciamento;
- sostituzione del sistema operativo dei turbogas e aggiornati i relativi sistemi di avviamento (LCI).

#### **San Filippo del Mela**

- Unità 1: è stata effettuata la manutenzione programmata della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltrati e del sistema DeSOx, con esito positivo della prova idraulica del banco di risurriscaldamento (RH) e della caldaia. Sono state effettuate, con gli ispettori competenti, tutte le verifiche periodiche di legge per l'attestazione dell'integrità delle apparecchiature in pressione nell'ambito dei controlli di legge delle 100.000 ore;
- Unità 2: è stata effettuata la manutenzione programmata della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltrati e del DeSOx. E' stata effettuata la manutenzione e la verifica della corretta taratura delle valvole di sicurezza del ciclo termico;
- Unità 5: è stata effettuata la manutenzione programmata della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltrati e del DeSOx;
- Unità 6: è stata effettuata la manutenzione della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltrati e del sistema DeSOx..
- Per quanto riguarda gli impianti comuni, sono stati avviati e quasi completati i lavori di rifacimento integrale della pensilina all'ingresso principale della centrale la cui struttura, a seguito di alcuni approfonditi controlli di stabilità era risultata ormai deteriorata e a rischio di cedimento,

#### **4.5.2.2. Impianti idroelettrici**

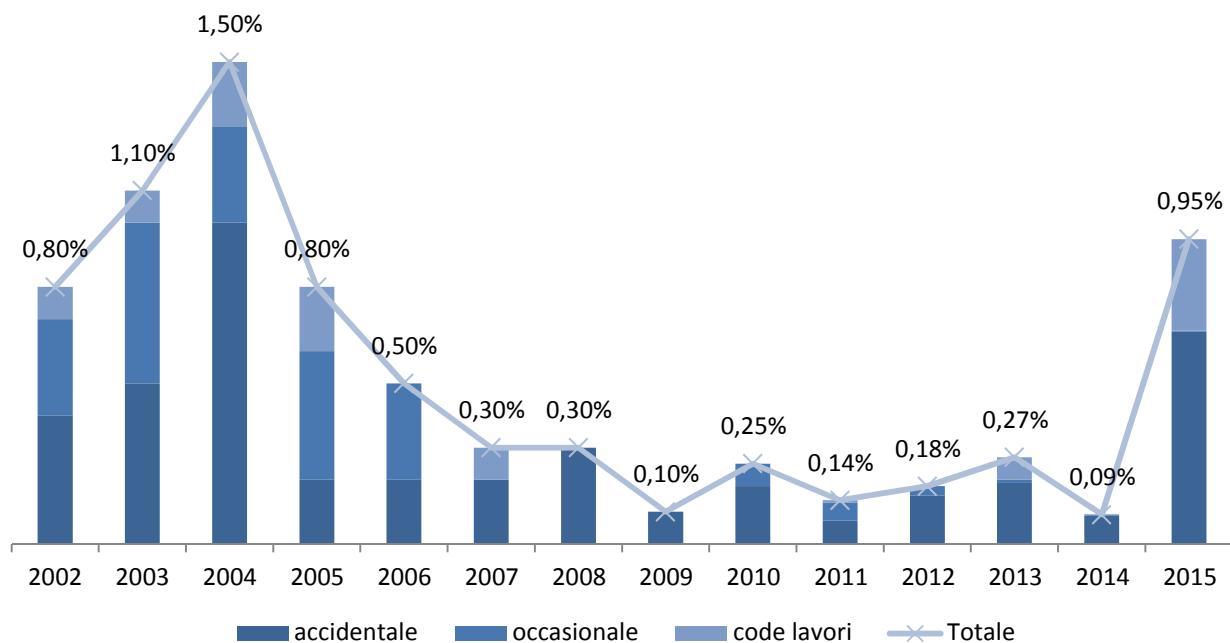
I risultati dell'anno 2015 risultano caratterizzati da una scarsa disponibilità di apporti (producibilità) pari a 1948 GWh a fronte di 3175 GWh nel 2014, 2388 GWh nel 2013, e 2190 GWh media del decennio 2005/2014; dunque la producibilità del 2015 è stata inferiore del 39% rispetto a quella del 2014 e del 11 % alla media storica decennale. La produzione lorda realizzata nel 2015 (1774 GWh) risulta inferiore sia a quella del 2014 (2937 GWh) sia alla media decennale (2096 GWh), del 40% e del 15% rispettivamente. Si rileva a fine anno un accumulo residuo di energia nei serbatoi pari a 128 GWh inferiore a quello rilevato a fine 2014 (139 GWh), ma superiore alla media decennale (113 GWh).

La disponibilità statistica (avarie+manutenzioni occasionali+ code di manutenzione) delle unità di produzione è risultata inferiore a quella del 2014 (99,05% vs 99,91%); in ragione del fuori servizio dell'impianto di Barcis per l'allagamento del gruppo 2 dal 4 agosto al 12 dicembre (0,56%) e della coda di manutenzione sul gruppo 1 dal 19 settembre fino a fine anno (0,26%).

### Indici di indisponibilità statistica (idroelettrico)

%	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
accidentale	0,40	0,50	1,00	0,20	0,20	0,20	0,30	0,10	0,18	0,07	0,15	0,19	0,09	0,66
occasionale	0,30	0,50	0,30	0,40	0,30	0,00	0,00	0,00	0,07	0,06	0,03	0,01	0,00	0,00
code lavori	0,10	0,10	0,20	0,20	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,07	0,00	0,29
<b>Totale</b>	<b>0,80</b>	<b>1,10</b>	<b>1,50</b>	<b>0,80</b>	<b>0,50</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,10</b>	<b>0,25</b>	<b>0,14</b>	<b>0,18</b>	<b>0,27</b>	<b>0,09</b>	<b>0,95</b>

### Indici di indisponibilità tecnica (idroelettrico)



La quantità complessiva di energia “persa” sotto forma di sfiori idroelettrici è risultata inferiore di circa 9 GWh a quella dell’anno 2014. Il valore totale di sfiori di 205 GWh comprende:

- i rilasci per DMV (Deflusso Minimo Vitale), che costituiscono la quota preponderante (143 GWh);
- gli sfiori legati alle attività di rinnovamento e relative *punch list* per gli impianti del nucleo di Udine (28,7 GWh);
- 4 GWh per cause esterne ( indisponibilità di rete, asciutte canali consortili, etc);
- gli sfiori legati alle manutenzioni programmate (10 GWh);
- gli sfiori legati agli eventi di indisponibilità statistica (19,2 GWh totali) sui quali ha pesato lo sfioro di 18,8 GWh legato al già citato fuori servizio dell’impianto di Barcis.

Sfiori idroelettrici (GWh)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
obblighi deflusso minimo vitale	44,0	45,0	46,6	45,5	45,5	64,3	81,7	110,7	127,0	127,0	127,0	134,5	150,4	143,2
altri	52,7	27,6	23,7	19,6	19,8	18,0	38,3	17,9	33,9	22,0	44,7	61,4	64,9	62,6
<b>Totale</b>	<b>96,7</b>	<b>72,6</b>	<b>70,3</b>	<b>65,1</b>	<b>65,3</b>	<b>82,3</b>	<b>120,0</b>	<b>128,6</b>	<b>160,9</b>	<b>149,0</b>	<b>171,7</b>	<b>195,9</b>	<b>215,3</b>	<b>205,8</b>

Di seguito si riassumono gli interventi ed attività più significativi portati a termine nel 2015.

#### Nucleo di Mese

- Gravedona – revisione generatore gr.1 e nuovi automatismi;
- Prestone – rifacimento sezione AT con nuovi interruttori;
- Madesimo – revisione generale turbina ed organi idraulici;
- Mese – nuova paratoia ed automazione presa Drogo;
- Madesimo – revisione paratoia di derivazione e scarico di fondo diga.

#### Nucleo di Udine

- Somplago - valvola a farfalla di valle gr. 1 con adeguamento sistema di sgancio;
- Barcis gr.1 – riautomazione gruppo, sostituzione rotativa, rinnovamento SOD automatismi ed eccitazione;
- Ovaro – revisione paratoie;
- Tramba – manutenzione straordinaria presa Frondizzon;
- Cordenons – revisione generale generatore gr.1;
- V.Rinaldi – manutenzione vasca di carico;
- S.Foca - manutenzione vasca di carico;
- Pineda – sostituzione interruttori MT;
- Barcis gr.2 – interventi straordinari a seguito di allagamento;
- Somplago gr.3 – riparazione tenuta.

#### Sicurezza opere civili ed idrauliche

E' stata eseguita con esiti positivi la verifica sismica della diga di Ambiesta in assolvimento delle disposizioni del cosiddetto Decreto Salvaitalia (Legge: 241/2012). Le verifiche sismiche ai sensi del citato decreto, sono state già eseguite nel 2013 per la diga di Barcis, sono in fase di completamento per la diga di Tul e nel 2015 dovranno eseguirsi per la diga di Lumiei, secondo un programma concordato con la Direzione Dithe del Ministero Infratrtutture e Trasporti.

E' stato inoltre approntato il progetto per la manutenzione straordinaria del giunto a valle del blocco 6 della condotta forzata di Ampezzo, intervento da effettuarsi nel 2017.

#### 4.5.2.3. Unità Servizi Specialistici

Dal 1° marzo 2007 è stata costituita l'Unità Servizi Specialistici con sede a Sermide. L'Unità, che al 31 dicembre 2015 risulta costituita da 35 addetti, effettua sia presso gli impianti Edipower, sia presso gli altri impianti del Gruppo A2A (idroelettrici, termovalorizzatori, centrale di cogenerazione, ecc.) attività di carattere specialistico nell'ambito della manutenzione, delle prove e dei collaudi degli impianti e di parti di essi, nonché nelle attività di supporto ai cantieri.

L'unità risulta costituita, essenzialmente, da due aree, una meccanica ed una elettrostrumentale. La prima effettua attività di controlli non distruttivi (CND) che vengono eseguiti da personale qualificato e certificato secondo la norma UNI EN ISO 9712, attività di saldatura di componenti in alta pressione, nonché revisione di macchinari quale pompe, compressori,

motori elettrici 6 kV, supervisione durante revisioni dei principali macchinari, riporti e costruzioni di particolari meccanici. La seconda effettua attività di rilievi termografici, trattamento di degasazione oli trasformatori, analisi motori 6 kV, analisi, diagnosi e risoluzione di problemi in ambito automazione, supervisione e controllo di processo e su apparati di comando di tipo elettrico/pneumatico/idraulico, collaudo e verifica batterie, verifica impianti di terra, rilievi ambientali (campi elettromagnetici, microclima, rumore interno, etc.).

Nel corso del 2015 l'unità ha visto un impegno dei propri addetti in attività specialistiche per più 45.000 ore uomo, consentendo risparmi in termini di costi esterni evitati superiori al costo sostenuto per la gestione dell'unità stessa.

#### 4.5.3. Risorse Umane

Al 31 dicembre 2015 l'organico complessivo di Edipower è pari a 598 addetti. Rispetto al 31 dicembre 2014 la situazione è la seguente:

	31.12.2014	31.12.2015	DELTA
STAFF SEDE	65	56	-9
UNITA' PRODUTTIVE	590	542	-48
<b>TOTALE</b>	<b>655</b>	<b>598</b>	<b>-57</b>

La differenza di addetti al termine del periodo, pari a 57 unità, è principalmente attribuibile alla politica di gestione del dimensionamento degli organici degli impianti impattati dai ridotti assetti produttivi, perseguita, sia attraverso la prosecuzione di quanto già intrapreso nel 2014 applicando misure di incentivazione all'esodo individuali e concludendo la procedura di mobilità rivolta al personale in possesso dei requisiti pensionistici di alcune unità operative termoelettriche sia ricorrendo alla ricollocazione territoriale e professionale di lavoratori verso aree aziendali meno impattate dalla crisi in applicazione dell'accordo sindacale sottoscritto nel mese di settembre 2014. Nel 2015 si sono conclusi i contratti di solidarietà difensiva attivati nel 2014 a Chivasso, che ha ripreso l'attività produttiva in corso d'anno, e a Brindisi. Nell'ultima parte dell'anno a Brindisi è stata data attuazione al piano conseguente alla cessazione delle attività produttive della centrale attivando una nuova procedura di mobilità, rivolta al personale in possesso dei requisiti pensionistici, e ricorrendo al trasferimento del personale, non necessario per le attività residue, presso altri siti/impianti del Gruppo A2A al fine di garantire la continuità occupazionale. Il procrastinarsi dell'essenzialità della centrale di San Filippo di Mela per tutto il 2015 ha invece portato alla traslazione della data di pensionamento di alcuni turnisti al 2016.

Anche nel perimetro idroelettrico, nel corso del mese di ottobre 2015, si è perfezionato il confronto sindacale con la sottoscrizione di alcuni accordi che consentiranno sia di favorire un piano di «solidarietà occupazionale» attraverso la rioccupabilità/riconfigurazione professionale delle risorse all'interno del Gruppo sia di fornire positive risposte ai territori anche sul versante occupazionale.

Nel corso del secondo semestre 2015, inoltre, in conseguenza del progetto di scissione parziale non proporzionale che ha interessato la Società si è proceduto a dimensionare il ramo di azienda che ha convolto 27 dipendenti di Impianti Udine che dal 1° gennaio 2016 sono transitati, insieme ad una quota di impianti, a Cellina Energy S.r.l.

Il costo del personale relativo all'anno 2015 è stato pari a 47.845 migliaia di euro (contro 62.145 migliaia di euro dell'anno 2014).

##### 4.5.3.1. Sicurezza

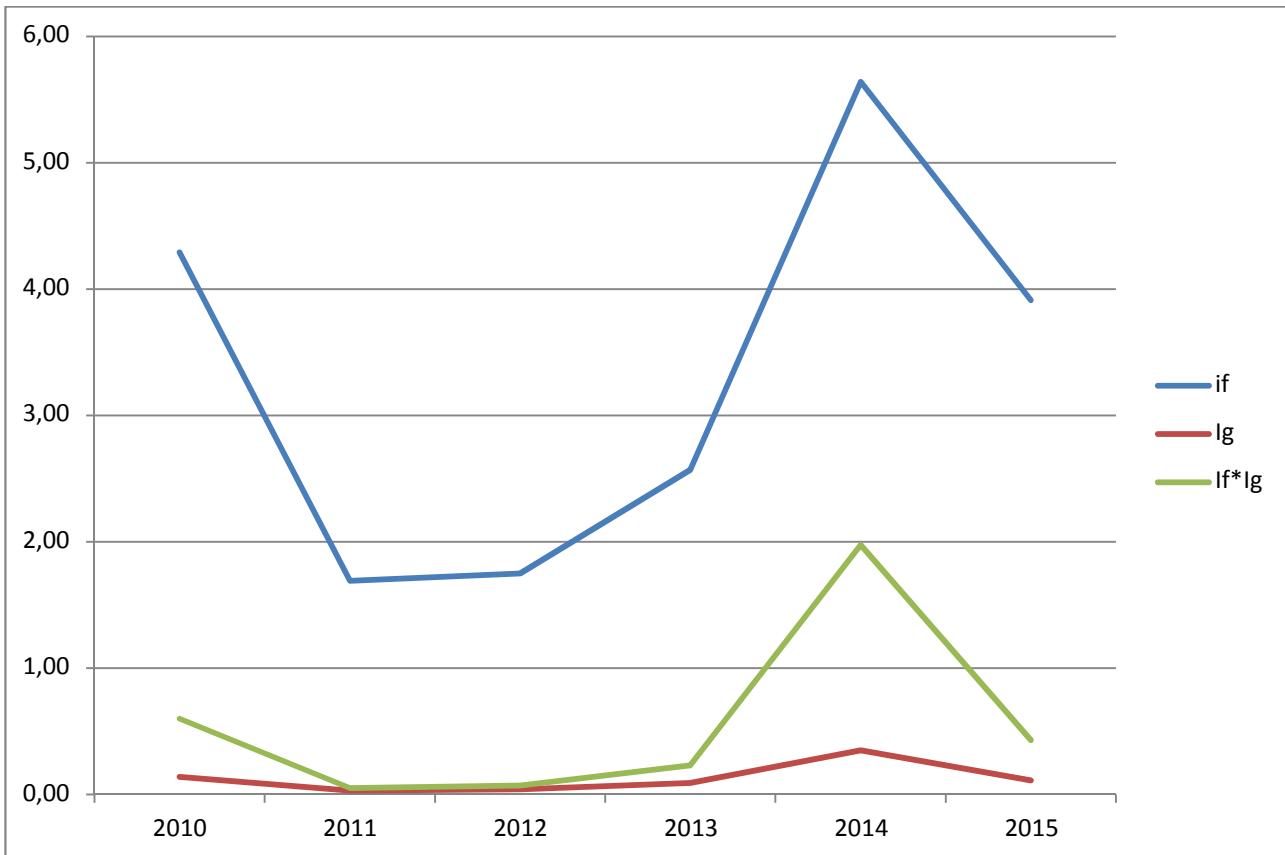
Come negli anni precedenti, anche nel 2015 è proseguita l'attività di supporto e indirizzo in merito al rispetto della normativa vigente in materia di salute e sicurezza dei lavoratori e per il miglioramento salute delle stesse in azienda.

Sono inoltre continue le attività per il mantenimento del Sistema di Gestione per la Sicurezza certificato ai sensi della norma internazionale OHSAS 18001 ed implementato presso tutti gli impianti produttivi; alle unità certificate si è aggiunta la struttura di Ingegneria.

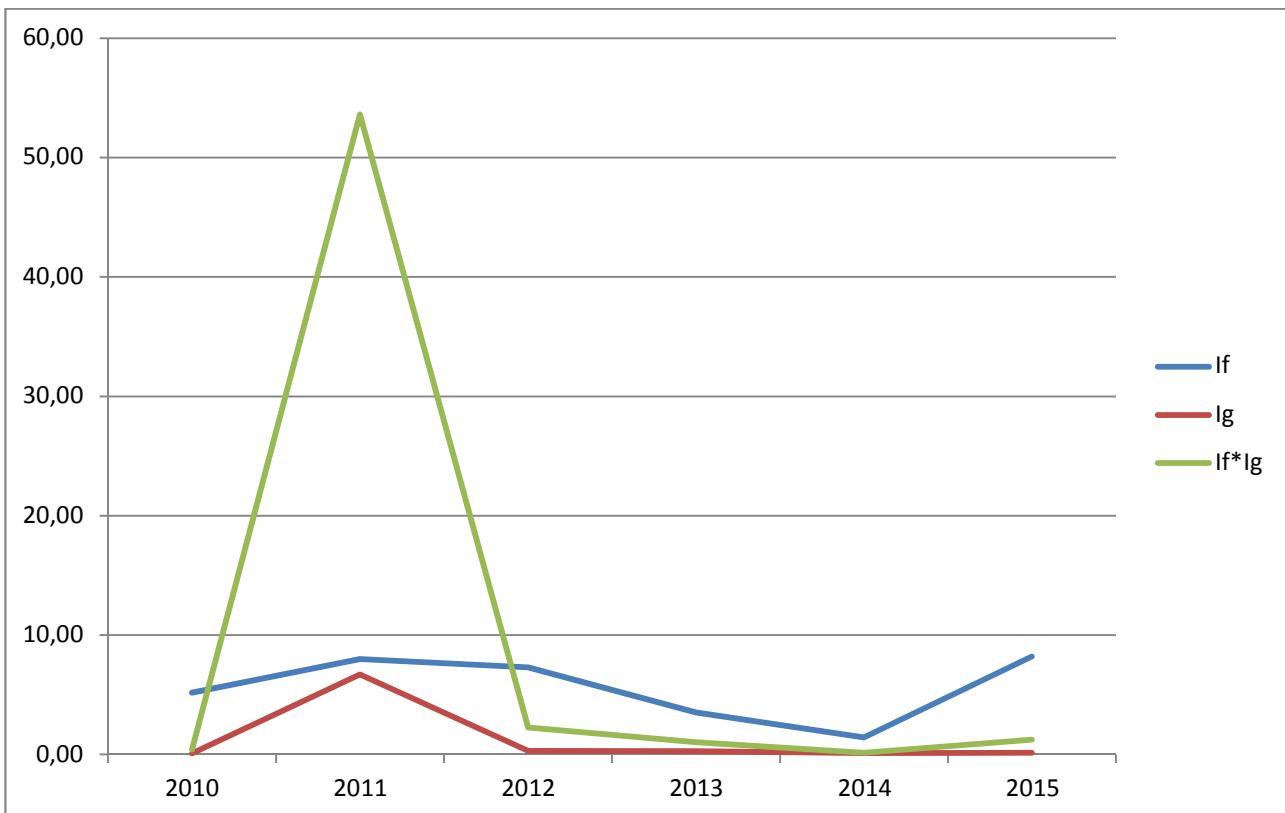
Per quanto riguarda l'attività di *audit* di sicurezza, nel 2015 sono state effettuati 7 *audit* interni sul SGS OHSAS 18001, 2 sul SGS 334 presso gli impianti e 8 *audit* esterni con l'Ente di Certificazione.

In merito all'andamento infortunistico del personale di Edipower, nel 2015 si sono verificati 4 infortuni sul lavoro.

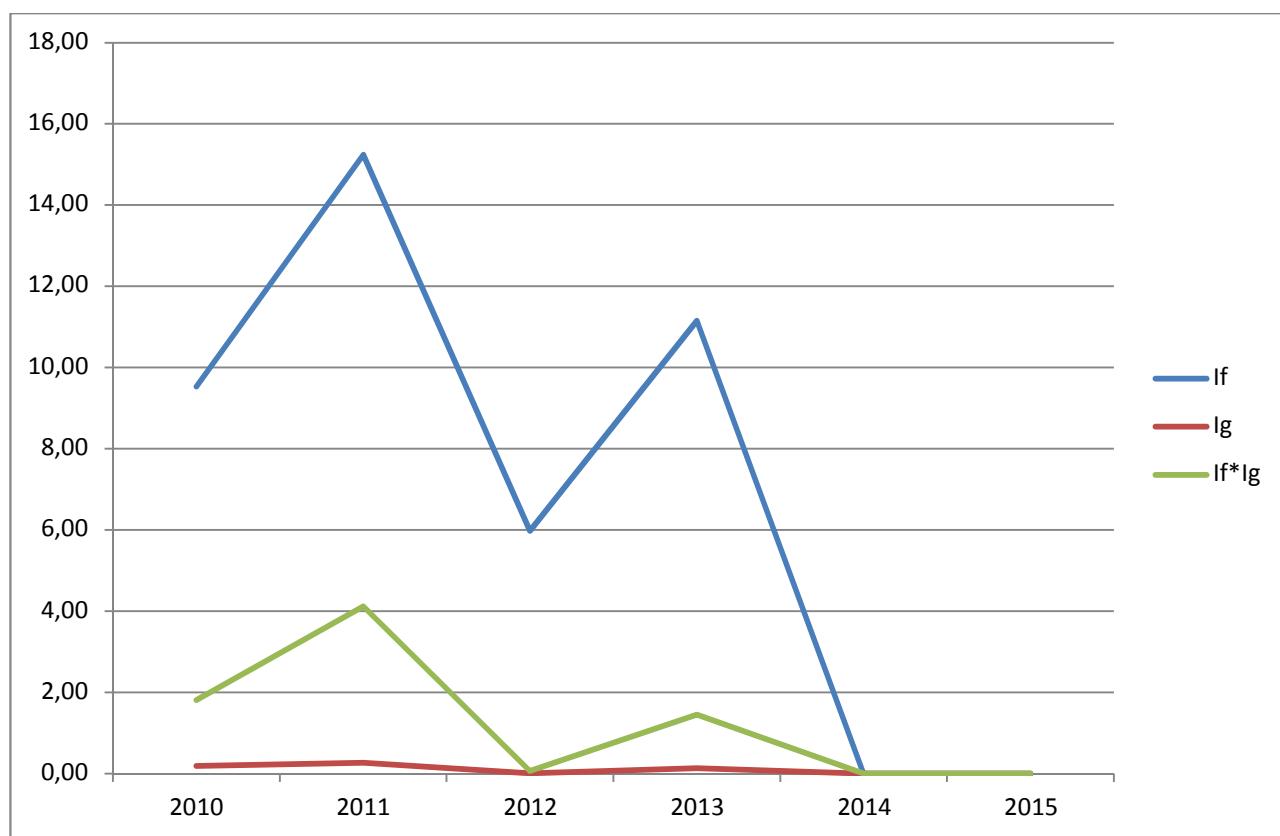
Gli indici di frequenza e gravità sono riportati nei grafici sottostanti (anno 2015: indice di frequenza = 3.91; indice di gravità = 0.11).



Per quanto riguarda le imprese esterne operanti in manutenzione, nel 2015 si sono verificati 6 infortuni (anno 2015: indice di frequenza = 8,22; indice di gravità = 0,15).



Relativamente ai cantieri soggetti al Titolo IV del DLgs. 81/2008 gestiti da Ingegneria, nel 2015 non si sono verificati infortuni. Nel 2015 l' indice di frequenza e quello di gravità sono pari a 0.



#### **4.5.3.2. Formazione e Sviluppo**

Nel corso del 2015 sono proseguite e quasi completate le attività necessarie ad una gestione controllata della formazione obbligatoria, nello specifico sono stati:

- verificati ed aggiornati ruoli, incarichi e attività che richiedono formazione obbligatoria;
- mappati i percorsi formativi di ogni mansione;
- codificati (con la metodologia in uso nel resto del Gruppo) i corsi erogati prima e durante il 2015, al fine di trasferire i dati nell'applicativo in uso e poter alimentare il work flow di gestione della formazione obbligatoria ed opportuna.

Nel 2015 sono state erogate 16.000 ore con 4.000 partecipazioni, suddivise tra addestramento e formazione manageriale e linguistica.

Nel corso dell'anno, presso le sedi Edipower sono stati realizzati percorsi formativi di addestramento per un totale di quasi 14.000 ore e 3.000 partecipazioni, coinvolgendo il 96 % della popolazione. La maggior parte dell'addestramento erogato è stato rivolto a temi in materia di sicurezza (quasi il 76%) e tecnica (14%). Nello specifico sono stati realizzati diversi programmi focalizzati alla prevenzione dei principali rischi delle unità di produzione (prevenzione del rischio elettrico, lavori in ambienti confinati, rischio da atmosfere esplosive, prevenzione rischio chimico, etc.), ivi compreso quello da incidenti rilevanti ai sensi del D.Lgs. 334/99 e successive modifiche ed integrazioni (c.d. Legge Seveso).

E' proseguita nel 2015 la formazione linguistica che ha coinvolto 32 persone per un totale di 680 ore; le sessioni avviate a fine anno, proseguiranno anche nel corso del 2016.

Per quanto riguarda le attività di formazione manageriale, nel 2015 sono state erogate circa 800 ore, legate soprattutto allo sviluppo di competenze manageriali e al progetto Futura2a; nel complesso sono stati coinvolti 44 dipendenti. Oltre alle iniziative collettive, sopra indicate sono inoltre stati pianificati colloqui di tutoring individuali.

#### **4.5.3.3. Organizzazione**

Nel corso del 2015 Organizzazione, Modelli 231 e Qualità' di A2A S.p.A., oltre alle consuete attività di gestione dell'organizzazione aziendale, ha effettuato sia interventi di sviluppo organizzativo volti ad accompagnare l'evoluzione dell'assetto societario ed organizzativo della Società che di supporto progettuale ad iniziative del Business. Di seguito sono evidenziati i principali ambiti di intervento:

- supporto al business nel riassetto organizzativo della Società attraverso la definizione delle responsabilità e dell'assetto organizzativo delle Strutture di Ingegneria, di Business Development e dei Controlli Tecnici e Gestionali. Sono stati effettuati, inoltre, alcuni interventi di revisione delle responsabilità e degli assetti sugli impianti;
- supporto al Responsabile del Progetto 'Sinergie Produzione Impianti' nell'armonizzazione dei processi e dei sistemi di *dispatching*, produzione e *back office* per gli Impianti termoelettrici ed idroelettrici del Gruppo al fine di ottimizzare e uniformare sia le modalità operative di conduzione, gestione e consuntivazione degli Impianti sia di collaborazione tra le diverse strutture coinvolte nei processi. Il Progetto, inoltre, ha anche l'obiettivo di garantire attraverso l'intera catena dei processi della filiera la disponibilità di informazioni univoche, certificate e tempestive finalizzate a garantire processi decisionali e analitici più tempestivi;
- supporto al Responsabile del Progetto Sistema di Gestione finalizzato a certificare in conformità alle norme di legge e alle norme UNI EN ISO 9001:2008, UNI EN ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007 i processi di Ingegneria;
- supporto ad Ambiente, Salute e Sicurezza nell'ambito del progetto di realizzazione del sistema integrato QAS della Business Unit Generazione e Trading;
- emissione, in collaborazione con le Strutture Organizzative, di documenti normativi di dettaglio finalizzati a disciplinare alcuni processi di competenza.

#### **4.5.3.4. Relazioni industriali**

Anche nell'anno 2015 le relazioni sindacali, a livello aziendale, si sono indirizzate ad individuare soluzioni operative finalizzate a mitigare i costi di esercizio degli impianti che, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, continuano a scontare una situazione di particolare criticità. Si evidenziano a tale proposito gli Accordi sindacali sottoscritti per gli impianti di Mese e per la centrale di Chivasso.

Merita altresì specifica evidenziazione l'Accordo sindacale sottoscritto in data 13 ottobre 2015 che, nell'ambito di una pluralità di iniziative attivate nel Gruppo A2A per contrastare la situazione generale di crisi del settore termoelettrico e particolare della centrale di Brindisi il cui progetto di riconversione non è stato accolto favorevolmente dalle Autorità locali deputate alla sua approvazione, ha previsto, specificatamente per quanto attiene Edipower, l'attivazione di una procedura di mobilità di accompagnamento alle pensione a valere per la centrale di Brindisi e per gli Impianti idroelettrici di Mese e dell'area Friuli Venezia Giulia per un totale di 44 risorse che cesseranno dall'azienda tra gli ultimi mesi dell'anno 2015 ed entro la fine del 2016. Ciò consentirà di gestire in modo non traumatico la fuoriuscita per pensionamento di parte del personale della centrale di Brindisi non più operativa, creando altresì le condizioni per un reimpiego ed una riqualificazione dei restanti lavoratori della centrale nell'ambito dell'area idroelettrica del Gruppo, meno impattata dalla crisi del settore.

Si evidenzia da ultimo che nel mese di dicembre 2015 hanno preso avvio le trattative per il rinnovo del contratto collettivo nazionale dei lavoratori elettrici, a valere per il periodo 2016-2018.

#### **4.5.4. Sistemi informativi**

Nel corso del 2015 sono state avviate le operazioni di integrazione delle piattaforme applicative Edipower all'interno delle architetture del Gruppo A2A.

In questo processo sono stati privilegiati aspetti di standardizzazione e di ricerca di sinergie sempre privilegiando soluzioni a tutela della continuità del business aziendale.

Le principali iniziative gestite sono state:

- il progetto "Sinergie Impianti" che ha consentito di omogeneizzare delle piattaforme applicative al supporto di tutti gli impianti di produzione del Gruppo e di consolidare i flussi informativi di integrazione nei confronti di A2A trading
- la conversione del SAP Edipower all'interno dell'ambiente SAP A2A

#### **4.5.5. Relazioni esterne e comunicazione**

Per consolidare il rapporto con il territorio ed i principali *stakeholder*, sono proseguiti le attività di Edipower per sensibilizzare sui temi energetici e ambientali. In particolare, si è confermato l'impegno nel "Progetto scuola" destinato, da diversi anni, agli istituti scolastici dei territori nei quali sono presenti le unità produttive dell'Azienda. Il progetto prevede, anzitutto, la possibilità per le scuole di effettuare gratuitamente visite guidate agli impianti aziendali, prenotando direttamente sul portale progettoscuola.a2a.eu. Nell'anno scolastico 2014-15 oltre 4.000, tra studenti e docenti, hanno preso parte alle visite, ricevendo gratuitamente un kit didattico composto da materiali editoriali studiati per le scuole. Inoltre sui territori di Chivasso, Mese, Piacenza, Sermide, San Filippo del Mela è stato proposto il concorso per le scuole primarie e secondarie di primo grado "Energia e arte" che ha visto la partecipazione di un migliaio di studenti impegnati nella rivisitazione di opere d'arte in chiave eco-sostenibile. Su tutti i territori Edipower ha promosso un bando per assegnare agli studenti più meritevoli delle scuole secondarie di secondo grado ventuno borse di studio a sostegno degli studi universitari. Infine, in collaborazione con l'associazione Intercultura, sono state assegnate quattro borse di studio per soggiorni estivi all'estero a studenti dei territori di Brindisi, Chivasso, Piacenza e Udine.

#### **4.5.6. Ambiente**

Edipower si è da tempo dotata di Sistemi di Gestione Ambientale conformi alle norme tecniche e comunitarie di riferimento. Si evidenzia difatti che, già a partire dal 2000, tutti gli impianti di Edipower sono stati progressivamente certificati UNI EN ISO 14001 e, ad eccezione della centrale di Brindisi, sono ad oggi tutti in possesso della registrazione EMAS.

Nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi formativi per il personale delle unità produttive, sia in tema di normativa ambientale che di gestione dei rifiuti.

Per tutto il 2015 si è protratta l'attività riguardante l'osservanza delle disposizioni in materia di spedizione/trasporto di merci/rifiuti pericolosi su strada, comprensiva della redazione di specifica relazione annuale.

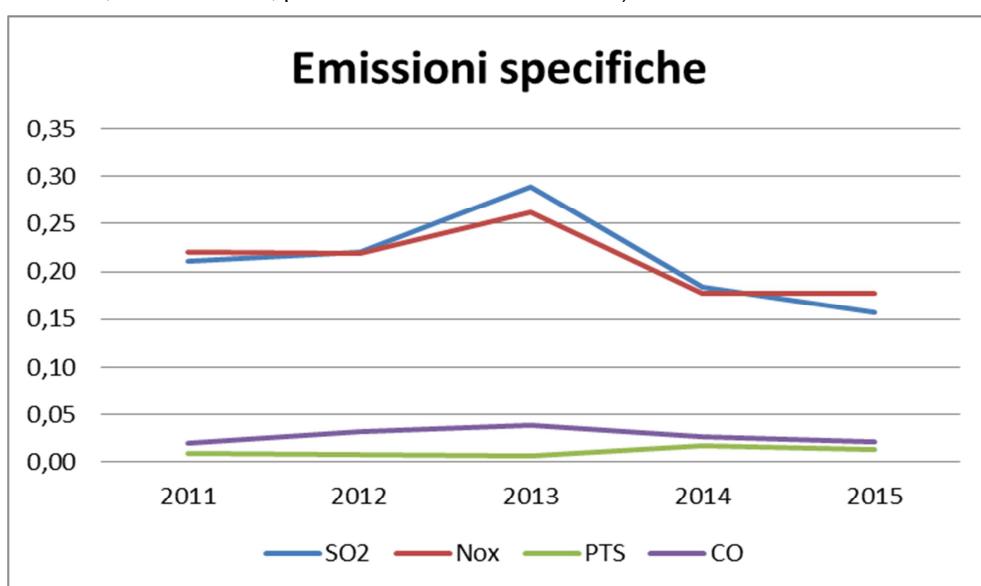
Nel corso del 2015 sono proseguiti le attività necessarie a garantire la piena diffusione degli elementi di applicazione dei Regolamenti (CE) n.1907/2006 "REACH", n.1272/2008 "CLP" (*Classification, Labelling and Packaging*) e n.453/2010 sulle *Schede Dati di Sicurezza*, al fine di garantire la corretta gestione di tutti i prodotti/sostanze chimiche impiegate presso le unità di produzione, alla luce dei continui aggiornamenti cui la normativa è sottoposta.

Sul fronte delle attività di bonifica, nel corso del 2015 è continuata in modo intenso e significativo l'azione di controllo svolta da Edipower relativamente ai procedimenti in essere per nuclei di contaminazione dei suoli e delle acque di falda riscontrati negli anni precedenti presso aree di alcune centrali termoelettriche.

In particolare, per quanto riguarda la centrale di San Filippo del Mela, presso la quale indagini condotte nel corso del 2004 avevano evidenziato la presenza di nuclei di contaminazione nei terreni e nelle acque di falda in alcune aree limitate e confinate dell'impianto, per tutto il 2015 è stato mantenuto attivo il piano completo di monitoraggi sulle matrici acque di falda, suoli e vapori, sotto il controllo degli enti competenti (Provincia e Arpa Messina).

Per quanto riguarda, invece, la centrale di Brindisi, , a seguito di emissione Decreto MATTM di approvazione del progetto unitario di bonifica, nel corso del 2015 sono partite le attività relative alla bonifica dei suoli e si è avanzata la richiesta di rinunciare alla bonifica delle acque di falda.

In materia di prestazioni ambientali del 2015, le emissioni specifiche nette in atmosfera dei principali inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio) risentono della discontinua modalità di produzione.



## Emissioni in atmosfera di biossido di zolfo, ossidi di azoto, polveri

Centrale	Inquinante	u	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BR	SO2	t	2.345	2.096	2.239	872	2.092	2.188	1.997	1.159	991	1.230	794	0	0	0
	NOx	t	3.258	2.973	3.270	410	1.282	1.445	1.332	755	647	654	362	0	0	0
	Polveri	t	122	131	152	49	149	197	98	56	69	85	43	0	0	0
CH	SO2	t	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NOx	t	38	0	241	926	848	675	560	354	282	301	250	97	0	43
	Polveri	t	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PZ	SO2	t	7.255	2.132	1.806	493	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NOx	t	2.886	1.262	1.232	536	501	559	520	514	456	383	347	149	83	141
	Polveri	t	201	82	94	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SF	SO2	t	26.808	14.146	11.717	9.217	8.662	8.699	4.781	3.890	1.141	1.162	1.043	1245	506	720
	NOx	t	5.711	3.849	3.945	3.476	3.086	3.198	2.710	2.692	855	677	509	673	420	516
	Polveri	t	1.715	361	151	131	104	114	88	105	30	22	22	29	47	60
SE	SO2	t	6.997	2.959	555	0	377	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NOx	t	3.031	2.172	1.100	669	911	524	493	292	368	257	183	154	66	113
	Polveri	t	252	244	29	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TL	SO2	t	2.796	3.346	2.570	1.535	1.794	1.093	139	105	1	1	0	0		
	NOx	t	2.343	2.929	2.401	1.392	893	692	465	326	305	231	170	56		
	Polveri	T	43	61	48	40	27	12	1	2	0	0	0	0		
TOT	SO2	t	46.222	24.679	18.887	12.117	12.925	11.980	6.917	5.154	2.134	2.393	1.837	1245	506	720
	NOx	t	17.267	13.185	12.189	7.409	7.521	7.093	6.080	4.933	2.912	2.504	1.821	1129	569	813
	Polveri	t	2.336	879	474	250	288	323	187	163	100	108	65	29	47	60

Per ciò che concerne il sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra (direttiva *Emission Trading*), le emissioni consuntivate da Edipower nel 2015 ammontano a 2.976.071 t. Le emissioni sono state calcolate secondo i piani di monitoraggio elaborati in conformità ai criteri previsti dalla normativa comunitaria (Decisione 2007/589/CE, recepita nell'ordinamento italiano con Deliberazione n. 14/2009 e s.m.i.) e sono state verificate da parte di un organismo terzo indipendente e accreditato presso l'autorità competente.

Nell'ambito degli adempimenti previsti dalla Direttiva del Consiglio 2008/1/CE, nota con il nome "IPPC" (*Integrated Pollution Prevention and Control*), avente ad oggetto la prevenzione e riduzione integrale dell'inquinamento, recepita in Italia, da ultimo, con la parte seconda del Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 e s.m.i., alla data odierna sono in possesso di AIA tutte le centrali Edipower.

### 4.5.8. Investimenti, ricerca e sviluppo

#### 4.5.8.1 Investimenti e progetti

Gli investimenti dell'esercizio 2015 ammontano a 21,8 milioni di euro. Si riportano qui di seguito gli interventi più rilevanti eseguiti o in corso di autorizzazione.

#### Centrali termoelettriche

##### Centrale di Brindisi

Nel corso dell'anno sono proseguiti gli studi e la preparazione delle specifiche tecniche per il decommissioning dei gruppi 1 e 2 che hanno portato, nel periodo maggio-luglio, all'emissione di due richieste di acquisto: una per la demolizione delle caldaie dei gruppi 1 e 2 (caldaie, retrocaldaie, condotti fumo e ciminiera) l'altra per la bonifica gas free parco serbatoi OCD (due serbatoi da 50.000 m<sup>3</sup> ed apparecchiature OCD dei gruppi 3&4). In seguito alla notifica del Ministero dell'Ambiente del 04/11/2015 che confermava ufficialmente ad Edipower il parere positivo con prescrizioni del 15/10/2015 da parte della

Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale ribadendo tutte le prescrizioni di cui al parere del 06/3/2015 tra le quali l’obbligo di demolizione anche di tutte le fondazioni delle Unità 1 e 2 Edipower, pur precedendo con ricorso avverso il provvedimento del MATTM presso il TAR del Lazio, ha emesso nel mese di dicembre una nuova richiesta di acquisto che escludeva la demolizione delle caldaie lasciando invece inclusi tutti gli item che per ragioni di sicurezza è opportuno alienare e bonificare al più presto (precipitatori elettrostatici, impianti retro caldaia, tubazioni olio, etc.). La demolizione delle caldaie delle Unità 1 e 2 potrà poi essere completata a seguito della conclusione del procedimento amministrativo presso il TAR.

### **Centrale di San Filippo del Mela**

Nel corso del 2015 sono proseguiti le attività di demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo e della ciminiera delle unità 3 e 4, prescritte nell’aggiornamento della Autorizzazione Integrata Ambientale - Verbale della Conferenza dei Servizi del 6 settembre 2012 (pratica DVA-4RI-00 2012 0140). Le attività di sciacmentazione e demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo, della sala macchine e della sala manovra dei gruppi 3 e 4 sono praticamente concluse (96% l’avanzamento al 31 dicembre) mentre l’attività di demolizione della ciminiera si concluderà nel prossimo mese di marzo. Caricamento, trasporto e conferimento agli impianti di trattamento-smaltimento dei rifiuti pericolosi derivanti dalle suddette attività di bonifica e demolizione sono stati eseguiti ad A2A Ambiente così come il ritiro e la vendita di materiale ferroso e non ferroso risultante dalla demolizione di parti di impianto obsolete. Nel mese di settembre è stata emessa una richiesta di acquisto per la demolizione della sala macchine e dell’edificio ausiliari dei gruppi 3&4. E’ continuata la progettazione per la realizzazione di un impianto di valorizzazione energetica del CSS (Combustibile Solido Secondario) della potenzialità di 200 MWt caratterizzato da due nuove e identiche caldaie a griglia (da 100 MWt ciascuna), dalle relative linee di depurazione fumi e da due nuove turbine a vapore da circa 30 MWe ciascuna. Edipower è anche partner industriale nello sviluppo di un’innovativa tecnologia solare termodinamica (CSP). Lo STEM (Solare termodinamico Magaldi) è un processo brevettato dalla Magaldi S.p.A. di Salerno (partner tecnologico) dove la radiazione solare captata dagli eliostati (specchi) è convogliata in un letto fluido di sabbia, in cui sono immersi i serpentin per la produzione di vapore, che costituisce il «core» dell’Unità di Generazione Solare. Nel corso del 2015, unitamente al partner Magaldi, si è ottenuta l’autorizzazione PAS da parte del Comune di San Filippo del Mela per l’installazione presso il sito di San Filippo del Mela di un impianto dimostrativo sperimentale di taglia industriale la cui realizzazione verrà finalizzata nel corso dell’anno 2016.

### **CCGT**

Per le centrali a cas in ciclo combinato sono in corso studi ed interventi di “Flessibilizzazione” per velocizzare i tempi di avviamento. Questi prevedono interventi sia sulle turbine a gas (modifiche ai bruciatori) sia sulle rimanenti parti di impianto (*Balance of Plant*).

### **Centrali idroelettriche**

#### **Nucleo di Udine**

Sono state completate le attività concernenti il rifacimento parziale della centrale di Somplago (3 unità Francis con potenza di circa 63 MWe ciascuna). Il Gruppo A ha effettuato il primo parallelo con la rete elettrica il 20 luglio, nel pieno rispetto dei programmi. Nel corso dell’anno sono poi continue le attività di risoluzione degli item di Punch List.

Nel corso dell’anno sono stato portato a termine il rifacimento totale della centrale di Savorgnana (1 Unità da circa 2,2 MW, primo parallelo in data 16 luglio e Accettazione Provvisoria il 30 settembre) ed è stata parzialmente eseguita l’integrale ricostruzione della centrale di Campagnola (2 Unità per circa 1,51 MW). L’avanzamento fisico al 31 dicembre risulta essere dell’81%. Il progetto avrebbe dovuto completarsi nel corso dell’anno ma, soprattutto a causa di un inaspettato cedimento differenziale dell’edificio esistente avvenuto nel mese di febbraio, tutte le attività civili sono state fortemente rallentate.

Il 17/12/2015 con determina dirigenziale dell' Area Ambiente – Servizio Energia della Provincia di Udine è stata ottenuta la variante non sostanziale n°2015/8019 del 17/12/2015 per il progetto di integrale ricostruzione della centrale di Campolossi (2 Unità per circa 1,1 MW). Con riferimento al medesimo progetto sono state appaltate le attività elettromeccaniche nel mese di settembre e per le opere civili nel mese di dicembre.

Sono state completate le attività di risoluzione delle *Punch List* per i rifacimenti delle centrali mini-idro del nucleo di Udine di Ronchi dei Legionari, Redipuglia, Fogliano, Monfalcone Anconetta e Luincis.

#### **Nucleo di Mese**

Sono continuati i progetti concernenti l'utilizzo del Deflusso Minimo Vitale (DMV) per le dighe di Isolato e di Villa di Chiavenna ed all'utilizzo di un nuovo salto sul torrente Dromo. Questi tre progetti avrebbero dovuto essere completati nel corso dell'anno ma, a causa di difficoltà economiche in cui versa il contrattista elettromeccanico G.E.A., stanno subendo notevoli ritardi. Soltanto in relazione al progetto di "Utilizzo Idroelettrico del Salto del torrente Dromo" è stato ottenuto il primo parallelo in data 21 dicembre. Per gli altri due impianti si prevede una conclusione dei lavori entro Marzo 2016.

#### **4.5.8.2 Innovazione tecnologica**

La Società ha una quota di partecipazione nel Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia ("DITNE"), società consortile a responsabilità limitata. La società DITNE non persegue fini di lucro e ha la finalità di sostenere attraverso la ricerca, lo sviluppo sperimentale e l'eccellenza scientifica e tecnologica nel settore dell'energia.

Prosegue l'attività di partnership con l'Ente di Ricerca Fondazione Bruno Kessler e con la Società Optoelettronica Italia S.r.l., entrambe di Trento, per lo sviluppo di un prototipo di un innovativo modulo di conversione fotovoltaico a concentrazione, cogenerativo ed a elevata efficienza, finalizzato all'industrializzazione del prodotto. Nell'ambito dell'accordo Edipower ha ottenuto la fornitura del prototipo a titolo non oneroso e si sta occupando dei test in condizioni di installazione presso la centrale di Sermide.

Ancora nel settore dell'energia solare è stata avviata inoltre una partnership con la Società Magaldi per la realizzazione presso la centrale di San Filippo del Mela di un prototipo di taglia industriale della tecnologia brevettata denominata STEM (Solar Thermodynamic Energy Magaldi) per la generazione mediante un sistema termodinamico a concentrazione (CSP – Concentrated Solar Power); questo è basato sull'impiego di un letto di sabbia fluidizzata per immagazzinare e trasferire il calore captato dall'irraggiamento solare diretto. Anche in questo caso l'accordo prevede la partecipazione di Edipower nella fase di test prestazionali e funzionali del prototipo, fornito a titolo non oneroso dal partner tecnologico.

#### **4.5.8.3 Attività di ricerca e sviluppo**

La Società non ha effettuato nell'anno attività di ricerca e sviluppo.

## 4.6. Analisi della situazione economica, patrimoniale e finanziaria

### Situazione economica

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014	Variazioni
<b>Ricavi</b>			
Ricavi di vendita e prestazioni	399.480	443.144	(43.664)
Altri ricavi operativi	119.791	166.008	(46.217)
<b>Totale ricavi</b>	<b>519.271</b>	<b>609.152</b>	<b>(89.881)</b>
Costi operativi	(297.197)	(346.843)	49.646
Costi per il personale	(47.845)	(62.145)	14.300
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>174.229</b>	<b>200.164</b>	<b>(25.935)</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(271.791)	(176.575)	(95.119)
Accantonamenti	(3.852)	1.064	(5.013)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>(101.414)</b>	<b>24.653</b>	<b>(126.067)</b>
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	990	(990)
Gestione finanziaria	(8.989)	(24.444)	15.455
Altri costi non operativi	-		-
<b>Risultato al lordo delle imposte</b>	<b>(110.403)</b>	<b>1.199</b>	<b>(111.602)</b>
Imposte di competenza	9.169	(56.968)	66.137
<b>Risultato netto</b>	<b>(101.234)</b>	<b>(55.769)</b>	<b>(45.465)</b>

#### Ricavi da vendite e prestazioni

I ricavi da vendite e prestazioni sono risultati pari a 399.480 migliaia di euro, un importo in diminuzione rispetto ai 443.144 migliaia di euro dell'esercizio 2014. I ricavi da vendite comprendono i corrispettivi previsti dal *Tolling Agreement* (87.253 migliaia di euro), dal *Power Purchase Agreement* (120.288 migliaia di euro), i ricavi derivanti dalla vendita diretta dell'energia elettrica prodotta dagli impianti mini - idro e fotovoltaico (4.493 migliaia di euro), i ricavi conseguiti sul mercato da parte di San Filippo del Mela (181.287 migliaia di euro) i riaddebiti ai *Toller* per costi sostenuti per loro conto per 3.064 migliaia di euro e altri ricavi per 3.095 migliaia di euro.

Nella tabella che segue sono evidenziate le principali voci che compongono i ricavi da vendite e prestazioni .

(in migliaia di euro)	2015	2014	variazioni
Ricavi da <i>Tolling</i>	87.253	122.614	(35.361)
Ricavi da <i>PPA</i>	120.288	146.440	(26.152)
Ricavi da vendita energia elettrica mini idro e fotovoltaico	4.493	4.593	(100)
Ricavi vendita San Filippo del Mela (Impianto essenziale)	181.287	183.745	(2.458)
Ricavi vendita Brindisi	-	-	-
Riaddebiti ai <i>Toller</i>	3.064	3.508	(444)
Altri ricavi	3.095	2.244	851
Rischi su <i>Tolling</i>	-	(20.000)	(20.000)
<b>Ricavi di vendite e prestazioni</b>	<b>399.480</b>	<b>443.144</b>	<b>(43.664)</b>

La diminuzione complessiva dei ricavi da vendite e prestazioni per 43.664 migliaia di euro è in larga parte riconducibile alla diminuzione dei ricavi *Tolling* e *PPA* per 61.513 migliaia di euro. La diminuzione è in larga parte attribuibile ai maggiori

conguagli a favore del *Toller* nell'esercizio 2015 in ragione della marcata riduzione dei costi e degli oneri finanziari rispetto all'esercizio 2014 e alla minor idraulicità degli impianti idroelettrici.

Contribuiscono alla riduzione dei ricavi vendite e prestazioni la diminuzione dei ricavi conseguiti sul mercato dalla centrale di San Filippo del Mela in ragione dei minor ricavi unitari.

In data 6 febbraio 2014 A2A Trading aveva inviato a Edipower una comunicazione a mezzo della quale evidenziava la necessità di esaminare e discutere in buona fede gli elementi del contratto di tolling ritenuti non più sostenibili alla luce delle mutate condizioni del mercato energetico e richiedeva, inoltre, di modificare gli importi dei corrispettivi del Contratto di Tolling e del Contratto di Somministrazione di Energia Elettrica riducendoli per le componenti relative ai costi non monetari degli impianti di Turbigo e Tusciano.

In data 29 febbraio 2016 Edipower ed A2A Trading hanno sottoscritto un accordo, in cui al fine di definire transattivamente ogni e qualsivoglia pretesa già vantata da A2A Trading e a saldo e stralcio di ogni e qualsiasi attuale o potenziale contenzioso tra le parti, è stato stabilito il riconoscimento a A2A Trading un importo pari a 20 milioni di euro come minori tolling fee. L' importo era iscritto nel bilancio del 2014 tra i fondi rischi e oneri come rischio su tolling. La definizione tra le parti ha determinato l'utilizzo del fondo e la sua contabilizzazione come debito.

A scopo illustrativo la seguente tabella evidenzia il perimetro contrattuale per gli impianti in *Tolling* e *PPA* negli esercizi 2014 e 2015.

	<b>2014</b>	<b>2015</b>
	<b>12 mesi</b>	<b>12 mesi</b>
<b>Tolling</b>		
Centrale di Chivasso	<i>Tolling</i>	<i>Tolling</i>
Centrale di Piacenza	<i>Tolling</i>	<i>Tolling</i>
Centrale di Sermide	<i>Tolling</i>	<i>Tolling</i>
Centrale di Brindisi	<i>Non operativa</i>	<i>Non operativa</i>
<b>PPA</b>		
Nucleo di Mese	<i>PPA</i>	<i>PPA</i>
Nucleo di Udine	<i>PPA</i>	<i>PPA</i>

### **Altri Ricavi operativi**

Gli altri ricavi operativi ammontano a 119.791 migliaia di euro contro i 166.008 migliaia di euro dell'esercizio 2014.

Il decremento degli altri ricavi operativi per 46.217 migliaia di euro è in larga parte riconducibile al minor importo per reintegro costi di San Filippo del Mela (Impianto essenziale).

Gli altri ricavi operativi Edipower, conseguiti nel 2015, includono principalmente l'importo di 116.396 migliaia di euro per il reintegro dei costi di generazione sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela (Impianto essenziale), ai sensi della delibera 111/06. Il meccanismo di reintegro costi, previsto nella delibera suddetta, prevede che venga riconosciuta al titolare dell'impianto la differenza, se positiva, tra i costi variabili e fissi riconosciuti e i ricavi riconosciuti. Il saldo per il reintegro costi del 2015 risulta sostanzialmente inferiore rispetto al valore del 2014.

### **Costi operativi**

I costi operativi sono risultati pari a 297.197 migliaia di euro. L'importo comprende principalmente, per 75.337 migliaia di euro, i costi sostenuti per l'esercizio e la manutenzione degli impianti, prestazioni professionali, prestazioni di servizi dalla controllante e dalle altre società del gruppo, per 3.401 migliaia di euro di godimento di beni di terzi, per 182.505 migliaia di euro di costi materie prime e servizi della centrale di San Filippo del Mela e Brindisi (combustibile, mercato elettrico, oneri ambientali e svalutazioni magazzino combustibili). Gli oneri diversi di gestione comprendono 17.268 migliaia di euro di canoni derivazione acqua e 10.920 migliaia di euro di IMU.

Nella tabella che segue sono evidenziate le principali voci che compongono i costi operativi.

(in migliaia di euro)	2015	2014	Variazioni
Costi per materie prime, di consumo e servizi(*)	(75.337)	(95.207)	19.870
Costi gestione San Filippo del Mela (combustibile, mercato elettrico e oneri ambientali)	(179.058)	(200.539)	21.481
Costi gestione Brindisi (combustibileli)	(3.447)	(3.193)	(254)
Godimento beni di terzi	(3.401)	(1.600)	(1.801)
Oneri diversi di gestione	(35.263)	(46.104)	10.841
Altri oneri	(691)	(200)	(491)
<b>Costi operativi</b>	<b>(297.197)</b>	<b>(346.843)</b>	<b>49.646</b>

(\*) Esclude i costi di gestione di San Filippo, Brindisi connessi a combustibili, mercato elettrico e oneri ambientali

I costi operativi registrati nell'esercizio 2015 ammontano a 297.197 migliaia di euro, rispetto ai 346.843 migliaia di euro dell'esercizio 2014. La variazione dei costi operativi evidenzia una diminuzione di 49.646 migliaia di euro ed è attribuibile principalmente a:

1. minori costi sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela relativamente agli oneri per combustibile, oneri sul mercato elettrico e oneri ambientali per 21.481 migliaia di euro, in ragione dei minori oneri per combustibili sostenuti derivanti dai minor costi unitari;
2. minor costi per acquisti di materiali, energia oltre a minori oneri per manutenzioni per 19.870 migliaia di euro.

### **Costi per il personale**

I costi per il personale evidenziano la riduzione di 14.300 migliaia di euro. Da 62.145 migliaia di euro nel 2014 a costi di 47.845 migliaia di euro nel 2015. Nel 2015 sono presenti oneri per mobilità ed esodo per 1.435 migliaia di euro, un importo inferiore al saldo di 10.417 migliaia di euro rilevato nell'esercizio 2014. Il decremento complessivo dei costi per il personale è del 23%, andamento che trova rispondenza anche nel decremento del 14% nel costo medio del lavoro pro-capite. La consistenza media dell'organico è passata da 714 risorse a fine 2014 a 637 di fine anno 2015, la consistenza media della forza lavoro si riduce nell'esercizio di 77 risorse.

### **Margine operativo lordo**

Il margine operativo lordo è pari a 174.229 migliaia di euro, saldo che evidenzia la diminuzione di 25.935 migliaia di euro rispetto 200.164 migliaia di euro rilevati nell'esercizio 2014.

### **Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni ammontano a 275.643 migliaia di euro. L'importo è superiore di 100.132 migliaia di euro rispetto a quanto rilevato nell'esercizio 2014, pari a 175.511 migliaia di euro.

La variazione in aumento è da attribuirsi a:

- maggiori svalutazioni derivanti dall'*impairment test* effettuato nel 2015 per 103.751 migliaia di euro;
- minori ammortamenti per circa 18.050 migliaia di euro, variazione derivante in parte dalla rideterminazione della vita utile degli impianti CCGT a partire dal 1° luglio 2014;
- maggiori svalutazioni per 9.418 migliaia di euro rispetto al saldo al 31 dicembre 2014 per effetto principalmente della svalutazione dell'asset riferito alla centrale di Brindisi incrementatosi nell'esercizio a fronte dell'iscrizione di un fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza dell'impianto stesso che tuttavia era già stato svalutato completamente nei precedenti esercizi;
- maggiori accantonamenti a fondi rischi che risultano in aumento di 5.013 migliaia di euro. L'accantonamento per nuovi rischi è stato nel 2015 di 14.231 migliaia di euro. L'accantonamento viene indicato al netto di riversamenti per eccedenze che sono state di 10.378 migliaia di euro. I riversamenti sono principalmente riferiti per 6.700

migliaia di euro al ripristino sito in Valcellina (Udine), per 2.842 migliaia di euro per alcuni contenziosi ICI transati principalmente con comuni della provincia di Udine.

(in migliaia di euro)	2015	2014	variazioni
Accantonamenti rischi	(3.852)	1.161	(5.013)
Ammortamenti	(110.519)	(128.569)	18.050
Svalutazioni	(161.272)	(48.103)	(113.169)
- Svalutazioni derivanti da <i>impairment test</i>	(151.733)	(47.982)	(103.751)
- Altre svalutazioni	(9.539)	(121)	(9.418)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(275.643)</b>	<b>(175.511)</b>	<b>(100.132)</b>

#### Risultato operativo netto

Il risultato operativo netto dell'esercizio 2015 è negativo per 101.414 migliaia di euro, mentre risultava positivo per 24.653 migliaia di euro al 31 dicembre 2014.

#### Risultato da transazioni non ricorrenti

Al 31 dicembre 2015 la posta non accoglie alcun valore mentre nel 2014 il risultato aveva beneficiato di una transazione non ricorrente con l'apporto di un contributo positivo per circa 990 migliaia di euro, derivante da una plusvalenza realizzata sulla cessione dei rami d'azienda di servizi corporate e trading ad A2A S.p.A e A2A Trading S.r.l..

#### Gestione finanziaria

Gli oneri finanziari netti a carico dell'esercizio 2015 ammontano a 8.989 migliaia di euro in diminuzione di 15.455 migliaia di euro rispetto ai 24.444 migliaia di euro del 2014. La diminuzione è quasi interamente riconducibile al minor debito finanziario medio nei due esercizi.

#### Risultato al lordo delle imposte

Il risultato al lordo delle imposte è negativo per 110.403 migliaia di euro. Nel precedente esercizio risultava positivo per 1.199 migliaia di euro.

#### Imposte di competenza

Le imposte di competenza dell'esercizio comprensive della fiscalità differita sono positive per a 9.169 migliaia di euro. Esse riflettono l'effetto delle svalutazioni sulle differite attive e recepiscono imposte per 11.185 migliaia di euro, per l'adeguamento delle imposte anticipate e differite IRES a seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,5 % dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016.

Di seguito il dettaglio delle imposte di competenza.

(in migliaia di euro)	2015	2014	Variazioni
- Provento (onere) da consolidamento	17.561	1.631	15.930
- IRAP		(787)	787
Imposte differite (netto)	2.781	(21.202)	23.983
Adeguamento aliquota Ires su imposte anticipate e differite (netto)	(11.185)		(11.185)
Adeguamento per Robin tax		(36.882)	36.882
Imposte esercizi precedenti, altro	12	272	(260)
<b>Totale imposte di competenza</b>	<b>9.169</b>	<b>(56.968)</b>	<b>66.137</b>

## Risultato netto dell'esercizio

L'esercizio 2015 presenta un risultato economico negativo pari a 101.234 migliaia di euro, rispetto a 55.769 migliaia di euro nel 2014.

## Situazione patrimoniale e finanziaria

Valori in migliaia di euro	31.12.2015	31.12.2014	variazione
<b>CAPITALE INVESTITO</b>			
<b>Capitale immobilizzato netto</b>	<b>1.031.426</b>	<b>1.402.360</b>	<b>(370.934)</b>
- Immobilizzazioni materiali	1.054.251	1.416.350	(362.100)
- Immobilizzazioni immateriali	1.009	2.167	(1.158)
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	5	5	0
- Altre attività/passività non correnti	(3.348)	(709)	(2.638)
- Crediti/passività per imposte anticipate/differite	195.198	185.890	9.309
- Fondi rischi, oneri e passività diverse	(173.245)	(149.297)	(23.948)
- Benefici a dipendenti	(42.444)	(52.046)	9.601
<b>Capitale di funzionamento</b>	<b>143.960</b>	<b>1.740</b>	<b>142.220</b>
<b>Capitale circolante</b>	<b>11.291</b>	<b>(2.900)</b>	<b>14.191</b>
- Rimanenze	16.562	25.587	(9.025)
- Crediti commerciali	136.412	132.795	3.617
- Debiti commerciali	(141.682)	(161.282)	19.599
- Altre attività correnti	17.291	9.468	7.822
- Altre passività correnti	(36.329)	(12.769)	(23.560)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	7.544	7.941	(397)
- Attività/Passività destinate alla vendita*	<b>144.164</b>	-	<b>144.164</b>
<b>TOTALE CAPITALE INVESTITO</b>	<b>1.175.386</b>	<b>1.404.100</b>	<b>(228.714)</b>
<b>FONTI DI COPERTURA</b>			
Patrimonio netto	955.951	1.053.369	(97.418)
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	398.000	398.000	-
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(178.565)	(47.269)	(131.296)
<b>Totale posizione finanziaria netta</b>	<b>219.435</b>	<b>350.731</b>	<b>(131.296)</b>
<b>TOTALE FONTI</b>	<b>1.175.386</b>	<b>1.404.100</b>	<b>(228.714)</b>

(\*) al netto dei saldi inclusi nella posizione finanziaria netta

### Capitale investito

Al 31 dicembre 2015 il capitale investito è pari a 1.175.386 migliaia di euro, alla cui copertura contribuiscono il patrimonio netto per 955.951 migliaia di euro e l'indebitamento finanziario netto pari a 219.435 migliaia di euro.

Il capitale immobilizzato si decremente di 370.934 migliaia di euro. La diminuzione è principalmente attribuibile alla riduzione delle immobilizzazioni materiali per effetto degli ammortamenti, delle svalutazioni dell'esercizio - soprattutto da *impairment* - e dalla riclassificazione del compendio degli asset destinati alla vendita per effetto dell'operazione di scissione già descritta nei precedenti paragrafi.

Il capitale circolante si incrementa di 14.191 migliaia di euro principalmente per la riduzione dei debiti verso il *Toller* per i conguagli dei contratti di *Tolling* e *PPA* compensati dalla riduzione delle rimanenze e dall'incremento dei crediti commerciali.

Di seguito il dettaglio del capitale circolante:

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014	variazioni
Rimanenze	16.562	25.587	(9.025)
Crediti commerciali	136.412	132.795	3.617
Fornitori	(141.682)	(161.282)	19.599
<b>Capitale circolante</b>	<b>11.291</b>	<b>(2.900)</b>	<b>14.191</b>

#### Posizione Finanziaria Netta

La posizione finanziaria netta ammonta a 219.435 in riduzione di 131.296 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

L'indebitamento finanziario lordo medio nominale ammonta a 398.000 migliaia di euro in netta diminuzione rispetto ai 596.897 migliaia di euro dell'esercizio 2014.

Dal punto di vista finanziario si ricorda che in data 24 dicembre 2013 era stato sottoscritto con A2A S.p.A. un contratto di finanziamento per complessivi euro 660.000.000, erogato in unica soluzione il 31 dicembre 2013.

Il finanziamento infragruppo prevede rimborso in un'unica soluzione il 31 dicembre 2017;

Dal 31 dicembre 2015 è stata cancellata la clausola 4.2 relativa al cash sweep che, su base trimestrale, prevedeva rimborsi pari al 90% della liquidità al netto di un importo di 25 milioni di euro. Nel corso dell'esercizio 2015 non sono stati effettuati rimborsi, mentre nel 2014 erano stati rimborsati complessivamente 262 milioni di euro.

I flussi finanziari netti da attività operativa dell'esercizio ammontano a 159.176 migliaia di euro. I flussi finanziari netti impiegati in attività di investimento dell'esercizio ammontano a 20.776 migliaia di euro.

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014
<b>DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO</b>	<b>47.986</b>	<b>59.085</b>
<b>Attività operativa</b>		
Risultato netto dell'esercizio (a)	(94.130)	22.268
Ammortamenti	110.518	128.569
Imposte pagate/crediti per imposte cedute	2.434	(1.350)
Svalutazioni di immobilizzazioni	161.221	48.103
Variazioni delle attività e passività	(15.995)	89.434
<b>Flussi finanziari netti da attività operativa</b>	<b>159.176</b>	<b>287.024</b>
<b>Flussi finanziari netti da attività di investimento</b>	<b>(20.776)</b>	<b>(15.055)</b>
<b>FREE CASH FLOW</b>	<b>(138.401)</b>	<b>271.970</b>
<b>Flussi finanziari netti da attività di finanziamento</b>	<b>(20.776)</b>	<b>(283.069)</b>
<b>VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE</b>	<b>(47.591)</b>	<b>(11.099)</b>
<b>DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO</b>	<b>395</b>	<b>47.986</b>

(a) Al netto delle imposte correnti e differite, delle plusvalenze su alienazioni di partecipazioni e dei proventi/oneri finanziari liquidati su debiti finanziari e derivati.

Alla data di chiusura dell'esercizio 2015, la Società non deteneva, né direttamente né per interposta persona, azioni proprie o di società controllanti.

#### 4.7 Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di assessment e *reporting* dei rischi per rendere la gestione dei rischi di business parte integrante e sistematica dei processi di *management*. Tale processo è ispirato alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management* (E.R.M.) del *Report Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission*, (Co.S.O. report) ed in *compliance* con il Codice di Autodisciplina della Consob.

La metodologia adottata si fonda sulla presenza di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione di multi-business e del settore di appartenenza.

Sulla base del modello viene periodicamente svolto un processo di self-assessment dei rischi che, attraverso i coinvolgimento diretto del *management* e di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società è esposta considerando i settori di attività in cui opera e le peculiarità del modello di business adottato.

#### **4.7.1 Rischi finanziari**

##### **4.7.1.1 Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in *commodity***

Il modello di business della Società fa sì che la stessa sia minimamente esposta al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche trattate, principalmente energia elettrica, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, titoli ambientali. Per un'analisi dettagliata di tali rischi si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Altre informazioni" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

##### **4.7.1.2 Rischio di tasso d'interesse**

La tipologia di rischio finanziario a cui la Società è esposta è sostanzialmente legata al rischio di fluttuazione dei tassi di interesse derivante dalla struttura a tasso variabile del finanziamento *intercompany* sottoscritto con la capogruppo A2A S.p.A. con decorrenza 31 dicembre 2013 e sul quale la Società non ha in essere strumenti di copertura.

Per un'analisi dettagliata del rischio di tasso d'interesse si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS7 nel capitolo "Altre informazioni del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015".

##### **4.7.1.3 Rischio di credito**

Il rischio di credito è rappresentato dall'esposizione di Edipower a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali. A questo proposito si segnala che i crediti verso clienti sono composti principalmente da crediti verso Terna (inclusivo del corrispettivo per il reintegro dei costi di generazione della centrale di San Filippo del Mela), GSE e GME. E' stato valutato che il rischio di credito di tali controparti sia significativamente limitato.

Per un'analisi più dettagliata del rischio di credito si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Altre informazioni" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

##### **4.7.1.4 Rischio di liquidità**

Il rischio di liquidità riguarda la capacità della Società di far fronte ai propri impegni di pagamento, facendo ricorso all'autofinanziamento, al *funding* sui mercati bancari e finanziari ed alla liquidità disponibile. Con decorrenza 1 gennaio 2015 la Società ha aderito al modello di tesoreria unica del Gruppo per la gestione centralizzata dei flussi finanziari.

#### **4.7.2. Rischi di contesto**

##### **4.7.2.1 Rischi connessi al quadro normativo e regolatorio**

La Società opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione rileva pertanto l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. A fronte di tali fattori di rischio, la Società, avvalendosi del contributo delle funzioni di A2A dedicate, adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo, al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti, attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi Enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore. Per un'analisi delle principali materie di evoluzioni normative, si rinvia ai precedenti paragrafi "Evoluzione del settore elettrico" e "Altri provvedimenti di interesse".

## 4.7.3. Rischi operativi

### 4.7.3.1. Rischi di interruzione di business

I contratti industriali, pur nell'evoluzione che hanno subito in conseguenza delle complesse vicende societarie che hanno interessato Edipower, continuano a fondarsi sugli stessi presupposti dei precedenti per ciò che concerne la ripartizione dei rischi tra Edipower e il *Toller*, confermando il modello di business che vede Edipower concentrare la propria attività sulla gestione efficiente degli impianti senza esposizione ai rischi di mercato sia per l'approvvigionamento di combustibile che per la vendita dell'energia prodotta. Il modello di business di Edipower, con il *Tolling Agreement* per gli impianti di produzione termoelettrica ed il *Power Purchase Agreement* per gli impianti di produzione idroelettrica, implica una precisa ripartizione dei ruoli, delle responsabilità e dei rischi tra Edipower ed il *Toller*. Con il primo contratto Edipower assume il ruolo di trasformatore del combustibile di proprietà del *Toller* in energia elettrica, ab origine di proprietà del *Toller* medesimo. Con il *Power Purchase Agreement*, invece, Edipower assume il ruolo di fornitore di energia elettrica prodotta attraverso l'utilizzo della risorsa idrica, di cui Edipower detiene il titolo concessionario. Pertanto i rischi tipici di chi opera nel mercato elettrico, quali l'approvvigionamento del combustibile (per gli impianti termoelettrici), la disponibilità della risorsa idrica (per gli impianti idroelettrici), e la vendita di energia, sono a carico del *Toller* e non hanno un impatto diretto sulle attività della Società. Per quanto riguarda il rischio di minori produzioni del comparto idroelettrico derivanti da minori apporti idrici, il *Power Purchase Agreement*, prevede infatti degli strumenti contrattuali che minimizzano per Edipower tale rischio.

Edipower mantiene la responsabilità dell'esercizio e della corretta manutenzione degli impianti, nell'ambito di una gestione come Operatore ragionevole e prudente, oltre che di assicurare gli ammodernamenti e le ambientalizzazioni degli stessi con l'obiettivo di garantire sia la massima produttività che la massima efficienza produttiva. Edipower gestisce siti produttivi tecnologicamente ed operativamente complessi il cui malfunzionamento/danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare delle perdite economiche per il *Toller* e per Edipower. Per quanto i rischi di indisponibilità degli impianti siano da ritenersi intrinseci al *business*, e non del tutto eliminabili, Edipower pone in essere per gli impianti termoelettrici e idroelettrici strategie di mitigazione preventiva volte a ridurne le probabilità di accadimento – quali ad esempio, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi – e strategie di azione finalizzate ad attenuarne gli eventuali impatti. La salvaguardia degli *asset* della Società prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento rispetto alle *best practice* di settore di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva (volta a prevenire potenziali criticità, individuate anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato), di revisione periodica degli impianti e l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico anche con riferimento alle procedure operative in essere. Ad integrazione del controllo diretto effettuato da parte degli operatori presenti in centrale 24 ore su 24, è ampiamente diffuso il ricorso a strumenti di supervisione in remoto dei parametri tecnici di esercizio, in grado di consentire l'adeguato monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie. A tal proposito val la pena menzionare uno specifico e raffinato *tool* di manutenzione predittiva implementato da Edipower e già adottato a livello internazionale da primarie società di generazione, denominato *SMART SIGNAL*; il software di questo strumento ha al suo interno le curve ottimali di vari parametri di funzionamento delle macchine (i.e. vibrazioni, temperature, etc.) che vengono confrontate in tempo reale con le grandezze effettive rilevate in campo; ciò consente di cogliere, già sin dall'insorgere, eventuali scostamenti rispetto ai valori ottimali della grandezza monitorata e, mediante idonea manutenzione "mirata", risolvere il problema ed anticipare quindi l'evoluzione in guasto dello stesso.

Il livello ottimale della qualità degli interventi di manutenzione viene garantito, per i componenti più critici, mediante l'affidamento delle attività stesse alle ditte costruttrici attraverso l'utilizzo di contratti di servizio di lunga durata (LTSA) – nel caso delle turbine a gas e relativi alternatori – oppure mediante gare tra primarie ditte costruttrici. L'affidamento delle attività di manutenzione avviene in ogni caso mediante l'attingimento da un albo di fornitori qualificati attraverso procedure di valutazione preventiva tecnica, commerciale ed economica nonché di monitoraggio continuo della qualità delle prestazioni rese dai fornitori aggiudicatari di contratti.

Quanto sopra per quanto riguarda le misure tecniche ed operative volte alla minimizzazione dei guasti e relative perdite di produzione. In aggiunta a ciò, Edipower adotta comunque un'opportuna strategia di coperture assicurative volte a ristorare i danni da guasto e conseguenti interruzioni del business.

#### **4.7.3.2. Rischi connessi alla materia ambientale**

I rischi collegati al verificarsi di eventi che producono effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività della Società sono oggetto di una sempre maggiore attenzione da parte degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Per un'analisi delle attività della Società nella gestione di questo rischio si rinvia al precedente paragrafo "Ambiente".

#### **4.7.3.3. Rischio *information technology***

Le attività della Società sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, con riferimento sia a quelli operativi che a quelli amministrativi e commerciali.

L'inadeguatezza e l'aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano dei potenziali fattori di rischio che la Società mitiga attraverso presidi governati dalla funzione Sistemi informativi.

I sistemi informativi sono gestiti e governati dalla Struttura Organizzativa Group ICT del Gruppo A2A che opera avvalendosi di appositi presidi e di *facility* e infrastrutture progettate per garantire la disponibilità, l'integrità e la sicurezza dei dati, il tutto supportato da processi standard di monitoraggio già in esercizio, che contribuiscono a rendere più sicura l'intera infrastruttura e a ridurre i rischi.

#### **4.7.3.4. Rischi *human resources***

##### **Rischio salute e sicurezza**

La Società opera in un contesto di *business* eterogeneo caratterizzato da una forte componente tecnologica e dalla presenza di personale sul territorio e sugli impianti.

Alcune attività della Società, per loro natura, sono maggiormente connotate dal rischio di infortuni "tipicamente professionali" legati ai servizi operativi sul territorio e allo svolgimento di servizi tecnici e di attività presso gli impianti. Per un'analisi delle attività della Società per gestire questo rischio si rinvia al precedente paragrafo "Risorse Umane".

#### **4.7.4 Fondi per rischi ed oneri**

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, Edipower, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi per rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le Note Illustrative al Bilancio d'esercizio). In particolare, nello svolgimento delle proprie attività, la Società è parte in procedimenti giudiziari e in alcuni contenziosi fiscali per una descrizione dei quali si rimanda al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 31 dicembre 2015" contenuto nel capitolo "Impegni e rischi potenziali" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

#### **4.8 Operazioni con parti correlate**

Edipower nell'ambito delle proprie attività operative ha intrattenuto ed intrattiene alcuni rapporti contrattuali con i propri azionisti e con società da questi controllate.

Tali rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e prevedono in ogni caso corrispettivi allineati a condizioni di mercato. Tali rapporti sono stati instaurati al fine di fare beneficiare le attività di Edipower delle possibili sinergie con le attività svolte dagli azionisti della società e dalle società del relativo gruppo di appartenenza.

Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto ampiamente illustrato nel capitolo "Note sui rapporti con le parti correlate" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

## **5. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015**

In data 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. mediante assegnazione a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina – S.p.A., del compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro. È previsto un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale del compendio scisso al 31 dicembre 2015.

## **6. Evoluzione prevedibile della gestione**

Nel corso dei primi mesi del 2016 la società è pervenuta ad una ridefinizione degli accordi di Tolling e PPA con A2A Trading generando un allineamento delle condizioni contrattuali a livelli di mercato.

Nel corso del 2016 è prevedibile, stante il controllo al 100% da parte di A2A SpA, un proseguimento delle attività di valorizzazione all'interno del Gruppo degli asset industriali suddivisi per tecnologia: gas, idroelettrico, altro (Brindisi e San Filippo del Mela).

In particolare è ipotizzabile che si giunga alla costituzione ed avvio della cosiddetta GencoGas, società specializzata nella gestione dei CCGT.

## **7. Struttura di governo societario**

Si evidenzia che Edipower S.p.A., pur non essendo una società quotata presso mercati regolamentati, ha strutturato la sua *Corporate Governance* basandosi sulle leggi 231/01 e 262/05, così da avere una struttura organizzativa più efficiente e che garantisca sulla sua trasparenza gli eventuali *stakeholders*. Di seguito si elencano gli Organi di *Governance* della Società.

### **7.1. Assemblea dei Soci**

L'Assemblea dei Soci è l'organo collegiale nel quale si forma, secondo il criterio maggioritario, la volontà sociale. Essa rappresenta la totalità dei Soci e le sue deliberazioni riguardano principalmente l'approvazione del Bilancio di Esercizio, la nomina o revoca degli amministratori e tutti gli altri aspetti posti alla sua attenzione dalla legge, dallo statuto o dagli amministratori.

### **7.2. Consiglio di Amministrazione**

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società ed ha la facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione ed il raggiungimento degli scopi sociali, esclusi soltanto quelli che la legge riserva all'Assemblea.

### **7.3. Collegio Sindacale**

Il Collegio Sindacale è investito della vigilanza sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e, in particolare, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile adottato dalla Società e sul suo concreto funzionamento. In seguito alla riforma del diritto societario (Decreti Legislativi n. 5 e 6 del 2003), la revisione legale dei conti di Edipower è in capo alla Società di Revisione.

### **7.4. Organismo di Vigilanza (ex Decreto Legislativo 231/01)**

La Società si è dotata del Modello di Organizzazione, Gestione e Controllo finalizzato a prevenire la responsabilità amministrativa della Società ai sensi del D. Lgs. 231/2001 e del Codice Etico, anche al fine di assicurare nelle attività

aziendali una corretta ed efficace attuazione dei principi e valori primari di etica e trasparenza, che esprimono gli impegni e le responsabilità che i dipendenti e collaboratori di Edipower devono, in tal senso, assumersi nella gestione del proprio ruolo.

Nella sua prima versione il Modello è stato approvato all'unanimità dal Consiglio di Amministrazione della Società il 15 luglio 2004 e il 28 settembre 2004, successivamente sono state apportate delle integrazioni il 28 luglio 2009 e l'8 marzo 2013.

In seguito al processo di integrazione di Edipower nel Gruppo A2A (avvenuto mediante cessione di ramo d'azienda ad A2A S.p.A. e ad A2A Trading) si è reso opportuno avviare un progetto di aggiornamento del Modello ex D.lgs. n. 231/2001 di Edipower S.p.A., al fine di adeguarlo alla nuova realtà organizzativa della Società.

La Società con delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2015 si è dotata del Codice Etico del Gruppo A2A, espressione dei valori e principi che ispirano e guidano l'attività aziendale. La Società, inoltre, ha approvato, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 18 gennaio 2016 l'aggiornamento del Modello ex D.lgs. n. 231/2001. In tale ultima revisione, oltre al recepimento dei cambiamenti organizzativi intervenuti, si è provveduto ad integrare il Modello con la Parte Speciale relativa alla Corruzione tra Privati e all'aggiornamento normativo della Parte Generale con i riferimenti ai reati di 'autoriciclaggio' e ai nuovi reati ambientali.

## **7.5. Società di Revisione**

PricewaterhouseCoopers S.p.A. è la Società di Revisione responsabile della revisione legale dei conti di Edipower S.p.A. ai sensi del Decreto Legislativo 58/98. Il bilancio al 31 dicembre 2015 che sottoponiamo alla Vostra approvazione, è oggetto di giudizio da parte della PricewaterhouseCoopers S.p.A. in base all'incarico a questa conferito con delibera assembleare del 15 ottobre 2012. L'incarico a PricewaterhouseCoopers S.p.A. scadrà con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015.

## **8. Proposte del Consiglio di Amministrazione**

**Egregi Azionisti,**

Vi invitiamo ad approvare nel suo insieme e nelle singole apostazioni il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015, recante una perdita di euro 101.234.090 che si propone di portare a nuovo.

Per Il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente  
Massimiliano Masi



---

## ***Bilancio d'esercizio***

***chiuso al***

***31 dicembre 2015***

---

Sede Legale: Corso di Porta Vittoria 4 - 20122 Milano  
Capitale sociale: euro 1.139.311.954 interamente versato  
Registro Imprese di Milano e Codice Fiscale n. 13442230150  
Partita IVA n.13442230150  
R.E.A. Milano n. 1651649  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di A2A S.p.A.

## ***Indice***

Contenuto e forma del bilancio	pag. 2
Schemi di bilancio	pag. 2
Prospetti di bilancio	pag. 3
Situazione patrimoniale – finanziaria	pag. 4
Conto economico	pag. 6
Conto economico complessivo	pag. 7
Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto	pag. 8
Rendiconto finanziario	pag. 9
Note illustrative	pag. 10
Variazioni di principi contabili	pag. 11
Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea applicabili dalla Società dal presente esercizio	pag. 11
Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea ma applicabili successivamente al 31 dicembre 2015	pag. 12
Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea	pag. 13
Principi contabili e criteri di valutazione	pag. 15
Note alle voci della Situazione patrimoniale – finanziaria	pag. 26
Note alle voci di Conto economico	pag. 47
Altre informazioni	pag. 69
Rapporti con parti correlate	pag. 76
Operazioni non ricorrenti	pag. 80
Compensi Società di Revisione	pag. 82
Allegati	pag. 83
Allegato 1 - Principali dati patrimoniali ed economici dell'ultimo bilancio approvato della Controllante A2A S.p.A.	pag. 84
Relazione del Collegio Sindacale	pag. 85
Relazione della Società di Revisione	pag. 91

# CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO

Il bilancio di Edipower S.p.A. al 31 dicembre 2015 è stato predisposto in ipotesi di funzionamento e continuità aziendale ed è composto dalla situazione patrimoniale – finanziaria, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario, dal prospetto di analisi dei movimenti del patrimonio netto e dalle presenti note illustrate.

Tale bilancio è stato redatto in conformità con i Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS) promulgati dall'*International Accounting Standard Board* (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi sia gli "International Accounting Standards" (IAS) che gli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), oltre alle interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (IFRIC) nonché i provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005.

La valuta di presentazione del bilancio d'esercizio di Edipower S.p.A. è l'euro, che coincide anche con la moneta funzionale delle economie in cui la società opera. In particolare, le seguenti Note illustrate sono presentate in migliaia di euro. La Società è soggetta a controllo e coordinamento di A2A S.p.A.; i principali dati economici e patrimoniali della stessa, come risultanti dall'ultimo bilancio approvato sono riportati in allegato.

Il bilancio al 31 dicembre 2015 è assoggettato a revisione legale da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A. in base all'incarico conferito con delibera dell'Assemblea del 15 ottobre 2012 per gli esercizi dal 2012 al 2015.

## SCHEMI DI BILANCIO

La società Edipower S.p.A. ha adottato per il prospetto della "situazione patrimoniale - finanziaria" la forma di presentazione che prevede la distinzione delle attività e passività tra correnti e non correnti, secondo quanto richiesto dal paragrafo 60 e seguenti dello "IAS 1 revised".

Il "Conto economico" è scalare con le singole poste analizzate per natura, forma ritenuta più rappresentativa rispetto alla cosiddetta presentazione per destinazione di spesa. La forma scelta è infatti conforme con le modalità di presentazione dei maggiori *competitors* ed è in linea con la prassi internazionale. Ai fini di identificare in modo più chiaro e immediato i risultati derivanti da transazioni non ricorrenti riferibili alle attività operative in esercizio, distinguendoli dai risultati da attività operative cessate, nello schema di conto economico sono presenti le voci specifiche "Risultato da transazioni non ricorrenti" e "Risultato da cessione altre partecipazioni (AFS)". In particolare, si segnala che la voce la "Risultato da transazioni non ricorrenti" è destinata ad accogliere le plusvalenze/minusvalenze rilevate a seguito della valutazione al *fair value* al netto dei costi di vendita o dalla dismissione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come "held for sale" ai sensi dell'IFRS 5, i risultati da cessione di partecipazioni controllate e collegate e altri oneri/proventi non operativi. Tale voce è posizionata tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene inquinato da operazioni non ricorrenti, consentendo una migliore misurabilità dell'andamento della normale gestione operativa.

Il "Rendiconto finanziario" è predisposto utilizzando il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7.

Il "Prospetto dei movimenti di Patrimonio netto" è stato predisposto secondo le disposizioni dello "IAS 1 revised".

Tutte le voci dell'attivo e del passivo al 31 dicembre 2015 sono poste a confronto con le corrispondenti consistenze risultanti dal Bilancio al 31 dicembre 2014. Ove necessario, i dati del precedente esercizio sono stati opportunamente riclassificati per renderli confrontabili con quelli dell'esercizio in chiusura.

# PROSPETTI DI BILANCIO

## Situazione patrimoniale - finanziaria

### Attività

Valori all'euro	Note	31.12.2015	31.12.2014
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>			
Immobilizzazioni materiali	1	1.054.250.616	1.416.350.119
Immobilizzazioni immateriali	2	1.008.940	2.166.980
Partecipazioni		-	-
Altre attività finanziarie non correnti	3	5.000	5.000
Crediti per imposte differite	4	195.198.369	185.889.721
Altre attività non correnti	5	54.390	2.644.807
<b>TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI</b>		<b>1.250.517.315</b>	<b>1.607.056.628</b>
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>			
Rimanenze	6	16.561.848	25.586.912
Crediti commerciali	7	136.411.851	132.794.727
Altre attività correnti	8	17.290.729	9.468.469
Attività finanziarie correnti	9	139.670.692	721.588
Attività per imposte correnti	10	7.543.537	7.940.611
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	394.561	47.985.706
<b>TOTALE ATTIVITA' CORRENTI</b>		<b>317.873.217</b>	<b>224.498.014</b>
Attività destinate alla vendita	12	<b>202.391.191</b>	-
<b>TOTALE ATTIVO</b>		<b>1.770.781.723</b>	<b>1.831.554.642</b>

## Patrimonio netto e passività

Valori all'euro	Note	31.12.2015	31.12.2014
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
Capitale sociale		1.139.311.954	1.139.311.954
Riserve		-82.126.882	(30.173.623)
Risultato netto dell'esercizio		-101.234.090	(55.769.176)
<b>Patrimonio netto</b>	13	<b>955.950.982</b>	<b>1.053.369.155</b>
<b>PASSIVITA'</b>			
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>			
Passività finanziarie non correnti	14	398.000.000	398.000.000
Strumenti Derivati	15	-	-
Passività per imposte differite	4	-	-
Benefici a dipendenti	16	42.444.277	52.045.713
Fondi rischi, oneri e passività diverse	17	173.245.060	149.296.581
Altre passività non correnti	18	3.402.071	3.354.071
<b>Totale passività non correnti</b>		<b>617.091.408</b>	<b>602.696.365</b>
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>			
Debiti commerciali	19	141.682.238	161.281.504
Altre passività correnti	20	36.329.465	12.769.359
Passività finanziarie correnti	21	-	1.438.259
Debiti per imposte	22	-	-
<b>Totale passività correnti</b>		<b>178.011.703</b>	<b>175.489.122</b>
<b>Totale passività</b>		<b>795.103.111</b>	<b>778.185.487</b>
<b>Passività direttamente associate ad attività destinate all'</b>	23	<b>19.727.630</b>	-
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		<b>1.770.781.723</b>	<b>1.831.554.642</b>

## Conto economico

Valori all'euro	Note	2015	2014
<b>Ricavi</b>			
Ricavi di vendita e prestazioni		399.479.662	443.143.501
Altri ricavi operativi		119.791.517	166.008.323
<b>Totale ricavi</b>	24	<b>519.271.179</b>	<b>609.151.824</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi per materie prime prodotti finiti e servizi		257.842.368	298.938.474
Altri costi operativi		39.354.600	47.904.254
<b>Totale costi operativi</b>	25	<b>297.196.968</b>	<b>346.842.728</b>
<b>Costi per il personale</b>	26	<b>47.844.928</b>	<b>62.144.693</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	27	<b>174.229.283</b>	<b>200.164.404</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	28	<b>275.642.970</b>	<b>175.511.231</b>
<b>Risultato operativo netto</b>	29	<b>(101.413.687)</b>	<b>24.653.173</b>
Risultato da transazioni non ricorrenti	32	-	989.900
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari		96.127	324.900
Oneri finanziari		9.085.773	24.768.796
<b>Totale gestione finanziaria</b>	30	<b>(8.989.645)</b>	<b>(24.443.896)</b>
<b>Altri costi non operativi</b>			
<b>Risultato al lordo delle imposte</b>		<b>(110.403.332)</b>	<b>1.199.176</b>
<b>Oneri per imposte sui redditi</b>	31	<b>(9.169.242)</b>	<b>56.968.352</b>
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		(101.234.090)	(55.769.176)
<b>RISULTATO NETTO</b>	33	<b>(101.234.090)</b>	<b>(55.769.176)</b>

## Conto economico complessivo

Valori all'euro	31.12 2015	31.12 2014
<b>Utile/(perdita) del periodo / esercizio (A)</b>	<b>(101.234.090)</b>	<b>(55.769.176)</b>
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	-	-
Effetto fiscale	-	-
Utile/perdite) attuariali IAS 19 (*)	4.039.824	(8.506.618)
Effetto fiscale relativo agli utili/(perdite) IAS 19 (*)	(223.907)	1.513.204
<b>Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale (B)</b>	<b>3.815.917</b>	<b>(6.993.414)</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A+B)</b>	<b>(97.418.173)</b>	<b>(62.762.590)</b>

(\*)Non vengono imputate a conto economico

## Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto

Valori in euro	Capitale	Riserva legale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Altre riserve	Riserva da scissione	Cash Flow Hedge (las 39)	Rettifiche riserve benefici dipendenti	Riserva da fusione	Risultati a nuovo	Risultato netto	Totale
<b>Saldo al 31.12.2013</b>	<b>1.139.311.954</b>	<b>9.599.124</b>	<b>-</b>	<b>(549.825.604)</b>	<b>5.449.491</b>	<b>-</b>	<b>(8.388.251)</b>	<b>485.220.629</b>	<b>38.044.368</b>	<b>(3.279.967)</b>	<b>1.116.131.744</b>
Destinazione risultato netto esercizio precedente	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(3.279.967)</b>	<b>3.279.967</b>	-
Altri movimenti riserve diverse	-	-	-	-	-	-	<b>(6.993.414)</b>	-	-	-	<b>(6.993.414)</b>
Utile/(perdita) dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(55.769.176)</b>	<b>(55.769.176)</b>	-
<b>Saldo al 31.12.2014</b>	<b>1.139.311.954</b>	<b>9.599.124</b>	<b>-</b>	<b>(549.825.604)</b>	<b>5.449.491</b>	<b>-</b>	<b>(15.381.665)</b>	<b>485.220.629</b>	<b>34.764.401</b>	<b>(55.769.176)</b>	<b>1.053.369.155</b>
Destinazione risultato netto esercizio precedente	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(55.769.176)</b>	<b>55.769.176</b>	-
Altri movimenti riserve diverse	-	-	-	-	-	-	3.815.917	-	-	-	3.815.917.32
Utile/(perdita) dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(101.234.090)</b>	<b>(101.234.090)</b>	-
<b>Saldo al 31.12.2015</b>	<b>1.139.311.954</b>	<b>9.599.124</b>	<b>-</b>	<b>(549.825.604)</b>	<b>5.449.491</b>	<b>-</b>	<b>(11.565.747)</b>	<b>485.220.629</b>	<b>(21.004.775)</b>	<b>(101.234.090)</b>	<b>955.950.982</b>

## Rendiconto finanziario

	1.01.2015	1.01.2014
Valori all'euro	31.12.2015	31.12.2014
<b>DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO</b>	<b>47.985.706</b>	<b>59.085.337</b>
<b>Attività operativa</b>		
Risultato netto dell'esercizio <sup>(a)</sup>	(94.129.580 )	22.268.448
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	108.826.497	126.357.676
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	1.692.106	2.211.448
Svalutazioni immobilizzazioni materiali (impairment)	151.733.189	48.005.494
Altre svalutazioni immobilizzazioni materiali e altre	9.487.961	97.512
(Plusvalenze) minusvalenze da alienazione immobilizzazioni materiali	902.348	
Variazione fondi rischi	(27.549.399 )	3.795.067
Variazione del capitale circolante	5.097.132	94.478.969
Imposte pagate/crediti per imposte cedute	2.434.436	(1.349.716 )
Benefici a dipendenti	(4.968.392 )	3.294.526
Variazioni di altre attività e passività di esercizio	6.552.513	(6.677.475 )
Variazioni da operazioni non ricorrenti	-	(6.359.300 )
<b>Flussi finanziari netti da attività operativa</b>	<b>159.176.463</b>	<b>287.024.998</b>
<b>Attività di investimento</b>		
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(20.241.735 )	(15.518.302 )
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(534.000 )	(524.813 )
Cessioni di immobilizzazioni	-	987.758
<b>Flussi finanziari netti da attività di investimento</b>	<b>(20.775.735 )</b>	<b>(15.055.357 )</b>
<b>FREE CASH FLOW</b>	<b>138.400.728</b>	<b>271.969.640</b>
Debiti/crediti c/c verso controllante	(178.170.692 )	-
Crediti finanziari	721.588	
Debiti Verso altri finanziatori	(1.438.259 )	
Rimborsi di finanziamenti	-	(262.000.000 )
Oneri/proventi finanziari liquidati	(7.104.510 )	(21.069.271 )
<b>Flussi finanziari netti da attività di finanziamento</b>	<b>(185.991.873 )</b>	<b>(283.069.271 )</b>
<b>VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE</b>	<b>(47.591.145 )</b>	<b>(11.099.631 )</b>
<b>DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO</b>	<b>394.561</b>	<b>47.985.706</b>

<sup>(a)</sup> Al netto delle imposte correnti e differite, delle plusvalenze su alienazioni di partecipazioni e dei proventi/oneri finanziari liquidati su debiti finanziari e derivati

## **NOTE ILLUSTRATIVE**

## Variazioni di principi contabili internazionali

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo “Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio” sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1°gennaio 2015.

Nei paragrafi a seguire, “Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall’Unione Europea ma applicabili successivamente al 31 dicembre 2015” e “Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea”, vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, ma non ancora entrati in vigore, oppure non ancora omologati dall’Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 31 dicembre 2015, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

## Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio

A decorrere dal 1° gennaio 2015 sono state applicate alcune integrazioni conseguenti a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dal Gruppo A2A nei precedenti esercizi, nessuna delle quali ha determinato un effetto significativo sui risultati economici e finanziari del Gruppo.

Le variazioni principali sono di seguito illustrate :

- Con *l'annual improvement 2012*, applicabile in modo volontario per i bilanci chiusi al 31 dicembre 2015, lo IASB ha emesso gli emendamenti ai seguenti principi contabili:
  - IFRS 2 “Pagamenti basati su azioni”: l’emendamento chiarisce la definizione di “condizione di maturazione” e separatamente definisce le “condizioni di conseguimento di risultato” e le “condizioni di servizio”;
  - IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”: il principio è stato modificato per chiarire che l’obbligazione a pagare un corrispettivo potenziale rientra nella definizione di strumento finanziario e deve essere classificato come passività finanziaria o come elemento di patrimonio netto sulla base delle indicazioni contenuto nello IAS 32. Inoltre è stato chiarito che le obbligazioni a corrispondere un corrispettivo potenziale, diverse da quelle che rientrano nella definizione di strumento di patrimonio netto, sono valutate al *fair value* ad ogni data di bilancio, con variazioni rilevate a conto economico;
  - IFRS 8 “Settori operativi”: il principio è modificato con l’introduzione di un nuovo obbligo informativo, richiedendo una breve descrizione dei settori operativi che sono stati aggregati e degli indicatori economici che sono stati utilizzati per tale aggregazione;
  - IFRS 13 “Misurazione del *fair value*”: l’emendamento chiarisce che l’esonere che permette ad un’entità di valutare al *fair value* gruppi di attività e passività finanziarie si applica a tutti i contratti, inclusi quelli non finanziari;
  - IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali”: entrambi i principi vengono modificati per chiarire come il valore recuperabile e la vita utile vengono trattati nel caso in cui l’entità effettui una rivalutazione;
  - IAS 24 “Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate”: il principio viene modificato al fine di includere, in qualità di parte correlata, un’entità che fornisca servizi relativi alla gestione del *management* (cosiddetta *management company*).
- IAS 19 *Revised* “Benefici a dipendenti”: le modifiche apportate allo IAS 19 in data 21 novembre 2013 consentono (ma non rendono obbligatoria) la contabilizzazione in diminuzione del “*current service cost*” del periodo dei contributi corrisposti dai dipendenti o da terze parti, che non siano correlati al numero di anni di servizio, in luogo dell’allocazione di tali contributi lungo l’arco temporale cui il servizio è reso. Tali contributi devono presentare le seguenti condizioni: (i) sono indicati nelle condizioni formali del piano; (ii) sono collegati al servizio svolto dal dipendente; (iii) sono indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una

percentuale fissa della retribuzione, oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente).

- Con l'*annual improvement 2013*, in vigore per gli esercizi amministrativi iniziati a partire dal 1° gennaio 2015, lo IASB ha emesso gli emendamenti ai seguenti principi contabili:
  - a) IFRS 3: la modifica chiarisce che l'IFRS 3 non è applicabile per rilevare gli effetti contabili relativi alla formazione di una joint venture o di una joint operation (così come definiti dall'IFRS 11) nel bilancio della joint venture o della joint operation;
  - b) IFRS 13: è stato chiarito che la disposizione contenuta nell'IFRS 13 in base alla quale è possibile misurare il fair value di un gruppo di attività e passività finanziarie su base netta, si applica a tutti i contratti rientranti nell'ambito dello IAS 39 (o dell'IFRS 9) indipendentemente dal fatto che soddisfino o meno le definizioni di attività e passività finanziarie dello IAS 32;
  - c) IAS 40 "Investimenti immobiliari": la modifica del principio riguarda l'interazione tra le disposizioni previste dell'IFRS 3 "Aggregazioni di imprese" e quelle del presente principio nei casi in cui l'acquisizione di un immobile sia identificabile come un'aggregazione di imprese.
- IFRIC 21 "Tributi": questa interpretazione dello IAS 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" è stata emessa in data 20 maggio 2013 e riguarda la contabilizzazione dei tributi imposti dai governi che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 12 "Imposte sul reddito". Lo IAS 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l'entità quale risultato di un evento passato. L'interpretazione in esame chiarisce che l'obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l'attività descritta nella legislazione dell'attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo.

## **Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea ma applicabili successivamente al 31 dicembre 2015**

Potranno essere adottati nei prossimi esercizi, qualora ne dovessero ricorrere i presupposti, i seguenti principi contabili ed interpretazioni già omologati dall'Unione Europea e attualmente non applicati dal Gruppo:

- IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto": emesso dallo IASB in data 6 maggio 2014, l'emendamento al principio in esame fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontri la definizione di "business" così come definito dall'IFRS 3 "Aggregazioni di imprese". La modifica in oggetto è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016;
- IAS 1 "Presentazione del bilancio": emanata dallo IASB in data 18 dicembre 2014 e applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016, la modifica al principio in esame chiarisce esplicitamente che l'informativa non significativa non deve essere fornita anche se espressamente richiesta da uno specifico IFRS. In merito alle note esplicative al bilancio, non è previsto uno specifico ordine e quindi la società potrebbe anche decidere di presentare le note per singola voce di bilancio, commentando il contenuto e le variazioni del periodo insieme alla descrizione del principio contabile applicato per quella voce. La modifica al principio in oggetto intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla aggregazione o disaggregazione di voci di bilancio qualora il loro importo sia rilevante o "materiale". In particolare, la modifica al principio richiede che non si proceda con l'aggregazione di poste di bilancio con caratteristiche differenti o con la disaggregazione di voci di bilancio che renda difficoltosa l'informativa e la lettura del bilancio stesso. Inoltre, con riferimento all'esposizione della posizione finanziaria di una entità, l'emendamento chiarisce la necessità di disaggregare alcune voci previste dai paragrafi 54 (Posizione finanziaria) e 82 (Conto economico) dello IAS 1;

- IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali”: questa modifica ai due principi riportati, emessa dallo IASB nel mese di maggio 2014, chiarisce che un processo di ammortamento basato sui ricavi non può essere applicato con riferimento agli elementi di immobili, impianti e macchinari, in quanto tale metodo si basa su fattori (ad esempio volumi e prezzi di vendita) che non rappresentano l’effettivo consumo dei benefici economici dell’attività sottostante. Il divieto sopra indicato è stato incluso anche nello IAS 38, in base al quale le attività immateriali potranno essere ammortizzate sulla base dei ricavi solo se si riesce a dimostrare che i ricavi e il consumo dei benefici economici dell’attività immateriale sono altamente correlati;
- Con le modifiche ai principi contabili internazionali IAS 41 “Agricoltura” e IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari”, lo IASB ha stabilito che le piante fruttifere, utilizzate esclusivamente per la coltivazione di prodotti agricoli nel corso di vari esercizi, dovrebbero essere soggette allo stesso trattamento contabile riservato ad immobili, impianti e macchinari a norma dello IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari”, in quanto il “funzionamento” è simile a quello della produzione manifatturiera. Le modifiche in esame sono applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 27 Revised “Bilancio separato”: l’emendamento al principio in esame, emanato dallo IASB in data 12 agosto 2014 e applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016, consente ad un’entità di utilizzare il metodo del Patrimonio netto per contabilizzare nel bilancio separato gli investimenti in società controllate, joint ventures e in imprese collegate;
- Modifiche annuali agli IFRS 2012-2014: in data 25 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato una serie di emendamenti ad alcuni principi contabili internazionali, applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016. Le modifiche riguardano:
  - IFRS 5 “Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate”;
  - IFRS 7 “Strumenti finanziari: informazioni integrative”;
  - IAS 19 “Benefici a dipendenti”;
  - IAS 34 “Bilanci intermedi”.

Per quanto riguarda il primo punto, la modifica chiarisce che non si deve ricorrere alla riesposizione dei dati di bilancio qualora una attività o un gruppo di attività disponibili per la vendita venga riclassificata come “detenuta per essere distribuita”, o viceversa.

Con riferimento all’IFRS 7, l’emendamento in oggetto stabilisce che qualora un’entità trasferisca un’attività finanziaria a condizioni tali da consentire la “derecognition” dell’attività stessa, viene richiesta l’informatica riguardante il coinvolgimento residuo dell’entità stessa nell’attività trasferita, qualora abbia sottoscritto dei contratti di servizio che evidenziano una interessenza dell’entità nella futura performance delle attività finanziarie trasferite.

La modifica dello IAS 19 proposta, chiarisce che il tasso di sconto per attualizzare le obbligazioni per benefici successivi al rapporto di lavoro sia determinato con riferimento ai rendimenti di mercato dei titoli obbligazionari di aziende primarie e nei Paesi dove non esiste un “mercato spesso” di tali titoli siano utilizzati i rendimenti di mercato dei titoli di enti pubblici.

L’emendamento proposto allo IAS 34 richiede l’indicazione di riferimenti incrociati tra i dati riportati nel bilancio intermedio e l’informatica ad essi associata.

## **Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea**

I seguenti principi ed emendamenti a principi preesistenti sono tuttora in corso di omologazione da parte dell’Unione Europea e pertanto non risultano applicabili da parte del Gruppo. Le date indicate riflettono la data di efficacia attesa e statuita nei principi stessi; tale data è tuttavia soggetta all’effettiva omologazione da parte degli organi competenti dell’Unione Europea.:

- IFRS 9 “Strumenti finanziari”: il presente principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione” e introduce dei nuovi criteri per la

classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. Le principali novità introdotte dall'IFRS 9 sono così sintetizzabili: le attività finanziarie possono essere classificate in due sole categorie - al "fair value" oppure al "costo ammortizzato". Scompaiono quindi le categorie dei *"loans and receivables"*, delle attività finanziarie disponibili per la vendita e delle attività finanziarie *"held to maturity"*. La classificazione all'interno delle due categorie avviene sulla base del modello di *business* dell'entità e in relazione alle caratteristiche dei flussi di cassa generati dalle attività stesse. Un'attività finanziaria è valutata al costo ammortizzato se entrambi i seguenti requisiti sono rispettati: il modello di *business* dell'entità prevede che l'attività finanziaria sia detenuta per incassare i relativi *cash flow* (quindi, in sostanza, non per realizzare profitti di *trading*) e le caratteristiche dei flussi di cassa dell'attività corrispondono unicamente al pagamento di capitale e interessi. In caso contrario l'attività finanziaria deve essere misurata al *fair value*. Le regole per la contabilizzazione dei derivati incorporati sono state semplificate: non è più richiesta la contabilizzazione separata del derivato incorporato e dell'attività finanziaria che lo "ospita".

Tutti gli strumenti rappresentativi di capitale - sia quotati che non quotati - devono essere valutati al *fair value* (lo IAS 39 stabiliva invece che, qualora il *fair value* non fosse determinabile in modo attendibile, gli strumenti rappresentativi di capitale non quotati venissero valutati al costo).

L'entità ha l'opzione di presentare nel Patrimonio netto le variazioni di *fair value* degli strumenti rappresentativi di capitale che non sono detenuti per la negoziazione, per i quali invece tale opzione è vietata. Tale designazione è ammessa al momento della rilevazione iniziale, può essere adottata per singolo titolo ed è irrevocabile. Qualora ci si avalesse di tale opzione, le variazioni di *fair value* di tali strumenti mai possono essere riclassificate dal Patrimonio netto al Conto economico. I dividendi invece continuano ad essere rilevati in Conto economico.

L'IFRS 9 non ammette riclassificazioni tra le due categorie di attività finanziarie se non nei rari casi in cui vi è una modifica nel modello di *business* dell'entità. In tal caso gli effetti della riclassifica si applicano prospetticamente.

Infine l'informativa richiesta nelle note è stata adeguata alla classificazione ed alle regole di valutazione introdotte dall'IFRS 9. In data 19 novembre 2013 lo IASB ha emesso un emendamento al principio in esame, che riguarda principalmente i seguenti aspetti:

- i. la sostanziale revisione del cd. *"Hedge accounting"*, che consentirà alle società di riflettere meglio le loro attività di gestione dei rischi nell'ambito del bilancio;
- ii. è consentita la modifica di trattamento contabile delle passività valutate al *fair value*: in particolare gli effetti di un peggioramento del rischio di credito della società non verranno più iscritti a Conto economico;
- iii. viene prorogata la data di entrata in vigore del principio in oggetto, fissata inizialmente con decorrenza dal 1° gennaio 2015.

Nel corso del mese di luglio 2014 è stata pubblicata una parziale modifica del principio, con l'introduzione, in tema di valutazione di classi di strumenti finanziari, del modello basato sulla perdita attesa del credito che sostituisce il modello di *impairment* fondato sulle perdite realizzate. L'emendamento in esame è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2018;

- IFRS 14 "Poste di bilancio differite di attività regolamentate": il nuovo principio transitorio, emesso dallo IASB il 30 gennaio 2014, consente all'entità che adotta per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS, di continuare ad applicare le precedenti *GAAP accounting policies* in merito alla valutazione (incluso *impairment*) e l'eliminazione dei *regulatory deferral accounts*. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IFRS 15 "Ricavi da contratti con i clienti": il principio, emesso dallo IASB in data 28 maggio 2014, è il risultato di uno sforzo di convergenza tra lo IASB e il FASB ("Financial Accounting Standard Board", l'organo deputato all'emissione di nuovi principi contabili negli Stati Uniti) al fine di raggiungere un unico modello di riconoscimento dei ricavi applicabile sia in ambito IFRS che US GAAP. Il nuovo principio sarà applicabile a tutti i contratti con la clientela, includendo i lavori in corso su commessa, e dunque sostituirà gli attuali IAS 18 – Ricavi e IAS 11 – Commesse a lungo termine e tutte le relative interpretazioni. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrono contemporaneamente i seguenti criteri:
  - i. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
  - ii. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;

- iii. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l'ammontare dei flussi di cassa futuri dell'entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
- iv. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.

L'IFRS 15 include anche obblighi di informativa significativamente più estesi rispetto al principio esistente, in merito alla natura, agli ammontari, alle tempistiche e all'incertezza dei ricavi e dei flussi di cassa derivanti dai contratti con la clientela.

In data 11 settembre 2015 lo IASB ha emesso una modifica al principio in oggetto, posticipandone la data di applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2018;

- IFRS 10 "Bilancio consolidato": la modifica al presente principio, emessa in data 18 dicembre 2014 riguarda l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato qualora la controllante abbia partecipazioni in "*investment entities*" che valutano le proprie controllate al *fair value*. L'emendamento al principio è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures": in data 18 dicembre 2014 il presente principio è stato modificato in merito a partecipazioni detenute in società collegate o joint ventures che siano "*investment entities*": tali partecipazioni possono essere valutate al *fair value* o con il metodo del Patrimonio netto. Tale modifica è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016. I principi contabili adottati nel corso del 2014 coincidono con quelli dell'esercizio precedente, fatta eccezione per le variazioni illustrate nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dalla società dal presente esercizio";
- IFRS 16 "Leasing". Il presente principio sostituisce lo IAS 17 e stabilisce i criteri per la rilevazione, valutazione e presentazione dei contratti di leasing. L'IFRS 16 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019, ma è consentita adozione anticipata per le entità che applicano anche l'IFRS 15;
- IAS 12 "Imposte sul reddito". In data 19 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato alcune modifiche che mirano a chiarire come contabilizzare le attività fiscali differite relative a strumenti di debito misurati al *fair value*. Le modifiche sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2017.

Nei successivi paragrafi "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea ma applicabili successivamente al 31 dicembre 2015" e "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea" vengono invece riepilogate le variazioni che saranno adottate nei prossimi esercizi, indicando nei limiti del possibile gli effetti attesi sul bilancio della società.

## Principi contabili e criteri di valutazione

### Criteri di redazione

Il bilancio d'esercizio è stato redatto in base al principio del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS devono o possono essere valutate al valore equo (*fair value*), come meglio indicato nei criteri di valutazione.

### Conversione delle poste in valuta estera

Le operazioni espresse in valuta diversa dall'euro sono rilevate, inizialmente, al tasso di cambio in essere il giorno della data della transazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta estera sono convertite in euro al cambio della data di chiusura del bilancio.

Le poste non monetarie valutate al costo storico in valuta estera sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di rilevazione dell'operazione. Le poste non monetarie iscritte al valore equo (*fair value*) sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

## Immobilizzazioni materiali

Nel bilancio sono rilevati al costo storico, comprensivo degli oneri accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del cespote (ad esempio: trasporti, dazi doganali, spese per la preparazione del luogo di installazione, costi di installazione e collaudo, spese notarili e catastali, e l'eventuale IVA indetraibile), incrementato, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni, del valore attuale del costo stimato per il ripristino ambientale del sito e/o dello smantellamento. Gli oneri finanziari, se direttamente imputabili all'acquisizione o costruzione del bene, vengono capitalizzati come parte del costo del bene stesso se la natura del bene ne giustifica la capitalizzazione. Qualora delle componenti rilevanti delle immobilizzazioni materiali presentino delle vite utili differenti, tali componenti sono contabilizzate separatamente mediante l'attribuzione a ciascuna componente della propria vita utile al fine del calcolo degli ammortamenti (cosiddetto *Component Approach*). I terreni, sia annessi a fabbricati civili e industriali che privi di costruzione, non sono ammortizzati in quanto la loro vita utile è illimitata, ad eccezione dei terreni che, utilizzati nell'attività produttiva, sono soggetti a deperimento nel corso del tempo (ad esempio discariche, cave).

I costi di manutenzione ordinaria sono addebitati integralmente al Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti. Gli oneri per le manutenzioni effettuate a intervalli regolari sono attribuiti ai cespiti cui si riferiscono e sono ammortizzati in relazione alla specifica residua possibilità di utilizzo degli stessi.

Le immobilizzazioni materiali sono esposte al netto dei relativi fondi ammortamento e di eventuali svalutazioni. L'ammortamento è calcolato a decorrere dall'entrata in esercizio del singolo bene in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene per l'impresa. Il valore di presunto realizzo che si ritiene di recuperare al termine della vita utile non è ammortizzato.

La vita utile, l'eventuale valore di presunto realizzo ed il costo stimato del ripristino ambientale del sito e/o dello smantellamento sono riesaminati con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati al fine di una corretta iscrizione del valore del bene stesso.

Nel precedente esercizio si era provveduto a rivisitare le vite utili degli impianti CCGT.

Le vite utili residue espresse in anni sono le seguenti:

	Vita residua minima	Vita residua massima
Fabbricati	1	23
Impianti di produzione idroelettrica	<1	<15
Impianti di produzione termoelettrica	1	23
Impianti di produzione fotovoltaici	4	<22

Agli altri beni vengono applicate le aliquote come sotto riportato:

	Aliquota % minima	Aliquota % massima
Impianti di teletrasmissione	10%	20%
Impianti controllo sistema PT	20%	20%
Attrezzature e macchinari	10%	10%
Mezzi di trasporto	25%	25%
Mobili e arredi	6%	12%
Macchine ordinarie d'ufficio	12%	20%
Sistemi elaborazione dati – stazioni di lavoro	20%	20%

In presenza di indicatori specifici tali da far supporre l'esistenza di una perdita del valore, le immobilizzazioni materiali sono assoggettate ad una verifica di perdita di valore ("Impairment Test") secondo le modalità illustrate nel successivo paragrafo "Perdita di valore delle immobilizzazioni"; le eventuali svalutazioni possono essere oggetto di successivi ripristini di valore qualora vengano meno le ragioni che avevano determinato le svalutazioni.

Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile (calcolata come differenza tra il valore di cessione e il valore di carico) viene rilevata a Conto economico nell'anno della suddetta eliminazione.

## **Immobilizzazioni immateriali**

Le immobilizzazioni immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso.

L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'immobilizzazione immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto di norma quando: (i) l'immobilizzazione immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'immobilizzazione è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre immobilizzazioni.

Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'immobilizzazione e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di produzione, inclusivo degli oneri accessori, determinato con le stesse modalità indicate per le immobilizzazioni materiali. Le immobilizzazioni immateriali prodotte internamente non sono capitalizzate e si rilevano nel Conto economico dell'esercizio in cui sono state sostenute.

Le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile definita vengono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite durevoli di valore determinate con le stesse modalità precedentemente indicate per le immobilizzazioni materiali. Variazioni della vita utile attesa o delle modalità con cui i futuri benefici economici legati all'immobilizzazione immateriale sono conseguiti dalla società sono rilevate modificando il periodo o il metodo di ammortamento e trattate come modifiche delle stime contabili. Le quote di ammortamento delle immobilizzazioni immateriali con vita definita sono rilevate a Conto economico nella categoria di costo coerente con la funzione dell'immobilizzazione immateriale.

In presenza di indicatori specifici di perdita del valore, le immobilizzazioni immateriali sono soggette ad una verifica di perdita di valore ("Impairment Test") secondo le modalità illustrate nel successivo paragrafo "Perdita di valore delle immobilizzazioni"; le eventuali svalutazioni possono essere oggetto di successivi ripristini di valore qualora vengano meno le ragioni che hanno portato alla loro svalutazione.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una immobilizzazione immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione e il valore di carico del bene e sono rilevati a Conto economico al momento dell'alienazione.

Per le immobilizzazioni immateriali a vita utile definita si applicano le seguenti percentuali di ammortamento:

- diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno 25,2% - 33,3%;

## **Perdita di valore delle immobilizzazioni materiali e delle immobilizzazioni immateriali**

In presenza di indicatori tali da far supporre l'esistenza di una perdita del valore, le immobilizzazioni materiali e le immobilizzazioni immateriali sono soggette ad una verifica di perdita di valore ("Impairment Test").

La verifica consiste nel confronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione.

Il valore recuperabile di un'immobilizzazione è il maggiore tra il *fair value* al netto dei costi di vendita ed il suo valore d'uso. Per determinare il valore d'uso di un'immobilizzazione viene calcolato il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati, sulla base di piani aziendali predisposti dal management al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'immobilizzazione. Se il

valore recuperabile di un'immobilizzazione è inferiore al valore contabile viene rilevata una perdita a Conto economico. Quando successivamente una perdita registrata su un'attività, dovesse venir meno o ridursi, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla nuova stima del valore recuperabile, che non può comunque eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a Conto economico.

Quando non è possibile stimare il valore recuperabile della singola attività, il valore recuperabile è determinato in relazione all'unità generatrice di flussi finanziari (CGU – *Cash Generating Unit*) o all'insieme di CGU cui tale attività appartiene e/o può essere allocata ragionevolmente.

Le CGU sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di business, come aggregazioni omogenee che generano flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo delle attività a esse imputabili.

## **Quote di emissione e Certificati Verdi**

Le quote/certificati acquistati a titolo oneroso sono contabilizzati al costo sostenuto; quelli assegnati gratuitamente sono invece iscritti ad un valore nullo. Le quote/certificati in portafoglio a fine esercizio sono imputate a conto economico tra i costi operativi fino a concorrenza del fabbisogno, determinato in relazione alle obbligazioni maturate a fine esercizio ("surplus"); la parte eccedente il fabbisogno è invece iscritta tra le altre immobilizzazioni immateriali. Qualora il valore di carico delle quote/certificati iscritti tra le immobilizzazioni immateriali ecceda il loro valore recuperabile, identificato come il maggiore fra il valore d'uso e quello di mercato, si procede a una svalutazione. Ove il fabbisogno ecceda le quote/certificati in portafoglio alla data di bilancio ("deficit"), si procede allo stanziamento in bilancio dell'onere necessario per far fronte all'obbligazione residua, stimato sulla base di eventuali contratti d'acquisto, anche a termine, già sottoscritti alla data di bilancio e, in via residuale, delle quotazioni di mercato.

Le quote/certificati assegnati agli impianti oggetto dei contratti di *Tolling Agreement* (di seguito TA) e di *Power Purchase Agreement* (di seguito PPA), risultano nella piena disponibilità dei *Tollers* in proporzione alle quote di energia ritirate dagli stessi fin dalla data di assegnazione. I fabbisogni di quote/certificati relativi a tali impianti risultano invece a carico dei *Tollers* in proporzione alle quote di energia ritirate dagli stessi.

## **Rimanenze**

Le rimanenze di magazzino di materiali e combustibili sono valutate al minore tra il costo medio ponderato ed il valore di mercato alla data della chiusura contabile. Il costo medio ponderato viene determinato per periodo di riferimento relativamente ad ogni codice di magazzino.

Il costo medio ponderato include gli oneri accessori di competenza (ad esempio: noli navi, oneri doganali, assicurazioni, stallie e controstallie nell'acquisto di combustibili). Le rimanenze di magazzino vengono costantemente monitorate e, qualora necessario, si procede alla svalutazione delle rimanenze obsolete con imputazione a Conto economico.

## **Strumenti finanziari**

Includono le partecipazioni (escluse le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate) detenute per la negoziazione (cd. partecipazioni di *trading*) o disponibili per la vendita, i crediti e i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali e gli altri crediti originati dall'operatività dell'impresa e le altre attività finanziarie correnti, come le disponibilità liquide e mezzi equivalenti. Queste ultime si riferiscono ai depositi bancari e postali, ai titoli prontamente negoziabili che rappresentano investimenti temporanei di liquidità e ai crediti finanziari esigibili entro tre mesi. Infine gli strumenti finanziari includono anche i debiti finanziari (finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari), i debiti commerciali, gli altri debiti e le altre passività finanziarie nonché gli strumenti derivati.

Le attività e le passività finanziarie vengono rilevate contabilmente all'insorgere dei diritti e obblighi contrattuali previsti dallo strumento.

Le attività e le passività finanziarie sono contabilizzate secondo quanto stabilito dallo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione".

Inizialmente tutte le attività e passività finanziarie sono rilevate al *fair value* aumentato, nel caso di attività e passività diverse da quelle valutate al *fair value* a Conto economico, degli oneri accessori (costi d'acquisizione/emissione).

La valutazione successiva alla rilevazione iniziale dipende dalla classificazione dello strumento in una delle seguenti categorie:

- attività e passività finanziarie non derivate al *fair value* con variazioni imputate a Conto economico, che riguardano:
  - attività e passività finanziarie detenute per la negoziazione, ovvero con l'intento di essere rivendute/riacquistate nel breve termine (HFT – "*Held For Trading*");
  - passività finanziarie che in fase di rilevazione iniziale sono state designate come al *fair value* rilevato a Conto economico;
- altre attività e passività finanziarie non derivate, che comprendono:
  - finanziamenti e crediti (L & R – "*Loan and Receivables*");
  - investimenti detenuti fino a scadenza (HTM – "*Held To Maturity*");
  - passività finanziarie valutate al costo ammortizzato;
- attività disponibili per la vendita (AFS – "*Available For Sale*");
- strumenti derivati.

Di seguito vengono descritti in dettaglio i criteri di valutazione applicati nella valutazione successiva alla rilevazione iniziale per ognuna delle categorie summenzionate:

- le **attività e passività finanziarie** non derivate al *fair value (valore equo)* rilevato a Conto economico sono valutate al valore corrente (*fair value*) con iscrizione delle variazioni a Conto economico;
- le **altre attività e passività finanziarie**, diverse dai derivati e dalle partecipazioni, con pagamenti fissi o determinabili, sono valutate al costo ammortizzato. Le eventuali spese di transazione sostenute in fase di acquisizione/vendita sono portate a diretta rettifica del valore nominale dell'attività/passività (per esempio, aggio e disagio di emissione, costi per l'acquisizione dei finanziamenti, ecc.), mentre i proventi/oneri finanziari sono rideterminati sulla base del tasso effettivo d'interesse. Per le attività finanziarie sono regolarmente effettuate valutazioni al fine di verificare l'eventuale esistenza di evidenze obiettive che le stesse abbiano subito una riduzione di valore. In particolare, nella valutazione dei crediti si tiene conto della solvibilità dei creditori nonché delle caratteristiche di rischio creditizio che è indicativo della capacità di pagamento dei singoli debitori. Le eventuali perdite di valore vengono rilevate come costo nel Conto economico del periodo. In tale categoria rientrano gli investimenti detenuti con l'intento e la capacità di essere mantenuti sino alla scadenza, i crediti e finanziamenti non correnti, i crediti commerciali e gli altri crediti originati dalle attività dell'impresa, i debiti finanziari, i debiti commerciali, gli altri debiti e le altre passività finanziarie;
- le **attività disponibili per la vendita** sono rappresentate da attività finanziarie, esclusi gli strumenti derivati, che non sono classificate come attività finanziarie al *fair value* rilevato a Conto economico o altre attività finanziarie; sono quindi una posta residuale. Sono valutate al valore corrente (*fair value*) e gli utili o le perdite che si determinano sono iscritti direttamente a Patrimonio netto fino al momento della svalutazione o dell'effettivo realizzo allorché si riversano a Conto economico. Le perdite rilevate nel Patrimonio netto vengono comunque stornate e contabilizzate a Conto economico, anche se l'attività finanziaria non è stata eliminata, quando sussistono evidenze obiettive che l'attività abbia subito una riduzione di valore. Le partecipazioni non quotate e con *fair value* non misurabile attendibilmente sono invece valutate al costo ridotto per perdite di valore. Le svalutazioni vengono stornate negli esercizi successivi se vengono meno le ragioni che le avevano originate, fatta eccezione per le svalutazioni riguardanti strumenti rappresentativi di capitale. Tale categoria

comprende essenzialmente le altre partecipazioni (non di controllo anche congiunto o di collegamento), ad eccezione di quelle detenute per la negoziazione (partecipazioni di *trading*);

- gli **strumenti derivati**, ivi inclusi quelli impliciti (*embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono valutati al valore corrente (*fair value*) con iscrizione delle variazioni a Conto economico qualora non soddisfino le condizioni per essere qualificati come di copertura. I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli elementi oggetto di copertura (*fair value hedge*), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a Conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli elementi oggetto di copertura (*cash flow hedge*), la porzione efficace delle variazioni del *fair value* dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio netto, mentre quella inefficace viene rilevata a Conto economico. Gli importi che sono stati rilevati direttamente nel Patrimonio netto vengono riflessi nel Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto.

Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a Conto economico. In particolare, le variazioni del *fair value* dei derivati non di copertura sui tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di Conto economico "Proventi/oneri finanziari"; differentemente, le variazioni del *fair value* degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate nella voce di Conto economico "Altri proventi/oneri operativi".

Un'attività finanziaria (o ove applicabile, parte di un'attività finanziaria o parti di un gruppo di attività finanziarie) viene cancellata quando:

- scadono o sono estinti i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari; in particolare il riferimento temporale per la *derecognition* è correlato alla "data valuta";
- la società conserva il diritto a ricevere i flussi finanziari delle attività ma ha assunto l'obbligo contrattuale di corrisponderli senza ritardi ad una terza parte;
- la società ha trasferito il diritto a ricevere i flussi dell'attività e (i) ha trasferito sostanzialmente tutti i rischi e benefici della proprietà dell'attività finanziaria, oppure (ii) non ha trasferito né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici dell'attività, ma ha trasferito il controllo della stessa.

Nei casi in cui la società abbia trasferito i diritti a ricevere flussi finanziari da un'attività e non abbia né trasferito, né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici o non abbia perso il controllo sulla stessa, l'attività viene rilevata in bilancio nella misura del coinvolgimento residuo nell'attività stessa. Il coinvolgimento residuo che prende forma di una garanzia sull'attività trasferita, viene valutato al minore tra il valore contabile iniziale dell'attività ed il valore massimo del corrispettivo che la società potrebbe essere tenuta a corrispondere. Vengono altresì eliminati dalla Situazione patrimoniale-finanziaria i crediti commerciali considerati definitivamente irrecuperabili dopo che tutte le necessarie procedure di recupero sono state completate.

Una passività finanziaria è cancellata dal bilancio quando l'obbligo sottostante la passività è estinto, o annullato o adempiuto.

Nei casi in cui una passività finanziaria esistente è sostituita da un'altra dello stesso prestatore, a condizioni significativamente diverse, oppure le condizioni di una passività finanziaria esistente vengono sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattata come una cancellazione contabile della passività originale e la rilevazione di una nuova passività, con iscrizione a Conto economico di eventuali differenze tra valori contabili.

Il *fair value* di strumenti finanziari quotati in un mercato attivo si basa sui prezzi di mercato alla data di bilancio. Il *fair value* di strumenti che non sono quotati in un mercato attivo è determinato utilizzando tecniche di valutazione. In particolare, ai fini della valutazione del *fair value* dei derivati finanziari relativi a energia elettrica si segnala che, in assenza di una curva *forward* di mercato, sono state effettuate stime interne utilizzando modelli basati sulla *best practice* di settore.

## **Attività non correnti destinate alla dismissione, gruppi in dismissione e attività operative cessate – IFRS 5**

Le attività non correnti destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita. In particolare, per gruppo in dismissione (*disposal group*) si intende un insieme di attività e passività direttamente correlate destinate alla dismissione nell'ambito di un'unica operazione. Le attività operative cessate (*discontinued operations*) sono, invece, costituite da una significativa componente della Società, quale ad esempio un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività o una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita. In conformità agli IFRS, i dati relativi alle attività non correnti destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate vengono presentati in due specifiche voci della Situazione patrimoniale - finanziaria: attività destinate alla vendita e passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita. Con esclusivo riferimento alle attività operative cessate, i risultati economici netti da esse conseguite nelle more del processo di dismissione, le plusvalenze/minusvalenze derivanti dalla dismissione stessa e i corrispondenti dati comparativi dell'esercizio/periodo precedente vengono presentati in una specifica voce del Conto economico: "Risultato netto da attività operative cessate". Per quanto, invece, riguarda le plusvalenze/minusvalenze rilevate a seguito della valutazione al *fair value* al netto dei costi di vendita o dalla dismissione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come "held for sale" ai sensi dell'IFRS 5, è stata creata una voce specifica di conto economico denominata "Risultato da transazioni non ricorrenti".

## **Benefici ai dipendenti**

Il trattamento di fine rapporto (TFR) e i fondi di quiescenza sono determinati applicando una metodologia di tipo attuariale; l'ammontare dei diritti maturati nell'esercizio dai dipendenti si imputa al Conto economico nella voce costo del lavoro, mentre l'onere finanziario figurativo che l'impresa sosterrebbe se si chiedesse al mercato un finanziamento di importo pari al TFR si imputa tra i proventi (oneri) finanziari netti. Gli utili e le perdite attuariali che riflettono gli effetti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate sono rilevati a Conto economico tenendo conto della rimanente vita lavorativa media dei dipendenti.

A seguito della Legge Finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296, si è valutato ai fini dello IAS 19 solo la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda, poiché le quote in maturazione vengono versate ad un'entità separata (Forma pensionistica complementare o Fondi INPS). In conseguenza di tali versamenti l'azienda non avrà più obblighi connessi all'attività lavorativa prestata in futuro dal dipendente.

I benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro, attraverso programmi a benefici definiti (sconto energia, assistenza sanitaria, altri benefici) o benefici a lungo termine (premio di fedeltà), sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata da attuari indipendenti sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale sono imputati in una specifica riserva di patrimonio netto.

## **Fondi per rischi e oneri**

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando si è in presenza di una obbligazione attuale (legale o implicita) che deriva da un evento passato, qualora sia probabile un esborso di risorse per soddisfare l'obbligazione e possa essere effettuata una stima attendibile sull'ammontare dell'obbligazione.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo. Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

Se la passività è relativa ad immobilizzazioni materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo iniziale è rilevato in contropartita alle immobilizzazioni a cui si riferisce; la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

## **Contributi**

I contributi, sia da enti pubblici che da terzi privati, sono rilevati al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti e che saranno rispettate le condizioni previste per l'ottenimento degli stessi. I contributi ricevuti a fronte di specifici beni, il cui valore viene iscritto tra le immobilizzazioni, sono rilevati a diretta riduzione delle immobilizzazioni stesse e accreditati a Conto economico in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio (concessi al fine di fornire un aiuto finanziario immediato all'impresa o come compensazione per le spese e le perdite sostenute in un esercizio precedente) sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

## **Ricavi e Costi**

I ricavi e i proventi, i costi e gli oneri sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita di beni e la prestazione di servizi. I ricavi per vendite sono riconosciuti al momento del trasferimento della proprietà, che di regola corrisponde alla consegna o alla spedizione dei beni. Tra i consumi sono inclusi i costi per certificati verdi e quote di emissione di competenza del periodo, nonché se del caso, quelli riferibili ad impianti dismessi per il periodo di competenza del cedente.

## **Proventi ed oneri finanziari**

Sono rilevati come proventi finanziari a seguito dell'accertamento gli interessi attivi di competenza registrati utilizzando il metodo dell'interesse effettivo, che è il tasso che attualizza esattamente i flussi finanziari futuri attesi in base alla vita attesa dello strumento finanziario.

Gli oneri finanziari si rilevano a Conto economico secondo il criterio della competenza temporale e sono iscritti per l'importo dell'interesse effettivo.

## **Imposte sul reddito**

### **Imposte correnti**

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono determinate sulla base della stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio, tenendo conto delle esenzioni applicabili e dei crediti d'imposta eventualmente spettanti.

Ai fini IRES la società ha aderito al cd. "consolidato nazionale", di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86, con la controllante A..

A tal fine è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Le imposte anticipate e differite ai fini dell'IRES non vengono trasferite alla controllante e

quindi transitano nel conto economico della società ogni qualvolta si manifesta una effettiva divergenza temporanea nella tassazione.

La contrattualizzazione della fiscalità consolidata corrente porta quindi a contabilizzare un “provento/onere da consolidato” che è riferito alla regolazione dei rapporti intercorrenti con la controllante in luogo dell’IRES corrente.

## **Imposte anticipate e differite**

Le imposte anticipate e differite sono calcolate sulle differenze temporanee tra il valore attribuito ad attività e passività in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali, ad eccezione dell'avviamento non deducibile fiscalmente e di quelle differenze derivanti da investimenti in società controllate per le quali non si prevede l'annullamento nel prevedibile futuro. Le aliquote applicate sono quelle stimate che saranno in vigore nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno. Le imposte anticipate sono iscritte solo nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile a fronte del quale possano essere utilizzate tali attività. Il valore contabile dei crediti per imposte anticipate viene ridotto nella misura in cui non è più probabile che il relativo beneficio fiscale sia realizzabile. Nella valutazione delle imposte anticipate si tiene conto del periodo di pianificazione aziendale per il quale sono disponibili piani aziendali approvati.

Quando i risultati sono rilevati direttamente a Patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch’esse imputate direttamente al Patrimonio netto. Le imposte differite sugli utili non distribuiti da società del Gruppo sono stanziate solo se vi è la reale intenzione di distribuire tali utili e, comunque, se la tassazione non viene annullata dalla presenza di un consolidato fiscale.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti. Le imposte sono compensabili quando sono applicate dalla medesima autorità fiscale, vi sia un diritto legale di compensazione e sia attesa la liquidazione del saldo netto.

## **Uso di stime**

La redazione del bilancio e delle note esplicative ha richiesto l'utilizzo di stime e assunzioni sia nella determinazione di alcune attività e passività che nella valutazione delle attività e passività potenziali. I risultati a posteriori che deriveranno dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime.

Le stime sono state utilizzate nella valutazione dell'*impairment test*, per determinare alcuni ricavi di vendita, per i fondi per rischi e oneri, gli ammortamenti, i benefici ai dipendenti e le imposte. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna variazione sono immediatamente iscritti a Conto economico.

Di seguito vengono illustrate le principali assunzioni utilizzate dal management nel processo di valutazione delle predette stime contabili. 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 rilevante sui risultati successivi.

### ***Impairment test***

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. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo o alla cessione futura, in relazione a quanto precisato nei più recenti piani aziendali. Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli, tuttavia possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. Per ulteriori dettagli sulle modalità di esecuzione e sui risultati dell'*impairment test* si rinvia allo specifico paragrafo.

## **Rilevazione dei ricavi**

I ricavi delle vendite sono rilevati secondo il principio della competenza. I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (*fair value*) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti con il trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Seconda la tipologia di operazione i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- I ricavi per la vendita di energia sono riconosciuti al momento dell'erogazione del servizio;
- I ricavi per vendite di beni sono riconosciuti al momento del trasferimento della proprietà, che di regola corrisponde alla consegna o alla spedizione dei beni;
- I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti sulla base dell'avvenuta prestazione ed in accordo con i relativi contratti.

## **Fondi rischi e oneri**

L'identificazione della sussistenza o meno di un'obbligazione corrente (legale o implicita) è in alcune circostanze di non facile determinazione. Gli amministratori valutano tali fenomeni caso per caso, congiuntamente alla stima dell'ammontare delle risorse economiche richieste per l'adempimento dell'obbligazione. La stima degli accantonamenti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management della società. Quando gli amministratori ritengono che il manifestarsi di una passività sia soltanto possibile, i rischi vengono indicati nell'apposita sezione informativa su impegni e rischi, senza dar luogo ad alcun stanziamento.

## **Fondi rischi su crediti**

Il fondo rischi su crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti della società. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di specifiche situazioni di insolvenza, nonché in relazione a perdite attese su crediti stimate in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche, a maggior ragione in questo periodo caratterizzato da una congiuntura economica negativa, potrebbero riflettersi in variazioni del fondo rischi su crediti.

## **Ammortamenti**

L'ammortamento delle immobilizzazioni costituisce un costo rilevante per la società. Le immobilizzazioni sono ammortizzate in modo sistematico lungo la loro vita utile stimata. La vita utile economica delle immobilizzazioni della società è determinata dagli amministratori, con l'ausilio di esperti tecnici, nel momento in cui l'immobilizzazione è stata acquistata. La Società valuta periodicamente i cambiamenti tecnologici e di settore, gli oneri di smantellamento/chiusura e il valore di recupero per aggiornare la residua vita utile. Tale aggiornamento periodico potrebbe comportare una variazione nel periodo di ammortamento e quindi anche della quota di ammortamento degli esercizi futuri.

## **Valutazione degli strumenti derivati**

Gli strumenti finanziari derivati utilizzati sono valutati a *fair value* rispetto alla curva *forward* di mercato della data di riferimento del bilancio, qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano quotazioni di prezzo *forward* ufficiali e liquide. Nel caso in cui il mercato non presenti quotazioni *forward*, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su modelli di simulazione. Gli effetti a consuntivo dei derivati potrebbero tuttavia differire dalle valutazioni effettuate.

## **Benefici ai dipendenti**

I calcoli delle spese e delle passività associate sono basati su ipotesi attuariali. Gli effetti derivanti da eventuali modifiche di tali ipotesi attuariali sono rilevati interamente a Conto economico per quanto concerne il premio di fedeltà, mentre per lo

sconto energia e le mensilità aggiuntive immediatamente rilevato nel Conto economico complessivo, cioè nell'*other comprehensive income*.

### **Imposte correnti e recupero futuro di imposte anticipate**

Le incertezze esistenti sulle modalità applicative di alcune norme fiscali hanno comportato da parte della società l'assunzione in sede di stanziamento delle imposte correnti ai fini di bilancio di posizioni interpretative che potrebbero essere smentite a seguito di chiarimenti ufficiali da parte dell'amministrazione finanziaria.

La contabilizzazione delle imposte differite attive è effettuata sulla base delle aspettative di reddito fiscale attese negli esercizi futuri. La valutazione dei redditi attesi ai fini della contabilizzazione delle imposte differite dipende da fattori che possono variare nel tempo e determinare effetti significativi sulla valutazione delle imposte differite attive.

## *Note alle voci della Situazione patrimoniale – finanziaria*

## ATTIVITA'

### ATTIVITA' NON CORRENTI

#### 1) Immobilizzazioni materiali – euro 1.054.251 migliaia

Le immobilizzazioni materiali ammontano a euro 1.054.251 migliaia e registrano, rispetto al valore al 31 dicembre 2014 di euro 1.416.350 migliaia, un decremento pari a euro 362.099 migliaia.

(in migliaia di euro)	31.12.2014	Acquisti	Dismis.	Riclas.	Ammort/sval.	Altri mov.	Attività destinate alla vendita	31.12.2015
<b>Valori lordi</b>								
1) Terreni	50.794	-	-	-	-	(1)	(6.039)	44.754
2) Fabbricati	605.155	-	(17)	179	-	-	(37.015)	568.302
3) Impianti e macchinari	3.468.846	1.037	(4.832)	16.830	-	1	(320.684)	3.161.198
4) Attrez. Ind. e commer.	3.800	95	-	831	-	-	-	4.726
5) Altri beni	2.140	89	-	646	-	-	-	2.875
6) Im. in corso ed acconti	19.339	19.836	-	(18.486)	-	-	(6.367)	14.322
7) Migliorie su beni in locazione	426	-	-	-	-	-	(426)	-
8) <i>Decommissioning</i>	51.785	-	-	-	-	51.498	-	103.283
<b>Totale valori lordi</b>	<b>4.202.285</b>	<b>21.057</b>	<b>(4.849)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51.498</b>	<b>(370.531)</b>	<b>3.899.460</b>
<b>Fondo ammortamento</b>								
1) Terreni	-	-	-	-	(411)	-	-	(411)
2) Fabbricati	(121.621)	-	4	-	(10.517)	1	6.306	(125.827)
3) Impianti e macchinari	(779.332)	-	3.292	1.088	(88.008)	(1)	69.422	(793.539)
4) Attrez. Ind. e commer.	(1.914)	-	-	(721)	(631)	(1)	-	(3.267)
5) Altri beni	(1.413)	-	-	(367)	(725)	-	-	(2.505)
7) Migliorie su beni in locazione	(179)	-	-	-	(60)	-	239	-
8) <i>Decommissioning</i>	(16.987)	-	-	-	(8.474)	-	-	(25.461)
<b>Totale fondo ammortamento</b>	<b>(921.446)</b>	<b>-</b>	<b>3.296</b>	<b>-</b>	<b>(108.826)</b>	<b>(1)</b>	<b>75.967</b>	<b>(951.010)</b>
<b>Fondo svalutazione</b>								
1) Terreni	(23.840)	-	-	-	(331)	-	2.470	(21.701)
2) Fabbricati	(273.772)	-	-	-	(3.209)	-	11.126	(265.855)
3) Impianti e macchinari	(1.551.904)	-	737	-	(141.623)	-	117.177	(1.575.613)
4) Attrez. Ind. e commer.	(155)	-	-	12	-	-	-	(143)
5) Altri beni	(61)	-	-	(12)	-	-	-	(73)
6) Im. in corso ed acconti	(7.408)	-	-	-	-	-	-	(7.408)
7) Migliorie su beni in locazione	-	-	-	-	-	-	-	-
8) <i>Decommissioning</i>	(7.349)	-	-	-	(16.058)	1	-	(23.406)
<b>Totale fondo svalutazione</b>	<b>(1.864.489)</b>	<b>-</b>	<b>737</b>	<b>-</b>	<b>(161.221)</b>	<b>1</b>	<b>130.773</b>	<b>(1.894.199)</b>
<b>Valori netti</b>								
1) Terreni	26.954	-	-	-	(742)	(1)	(3.569)	22.642
2) Fabbricati	209.762	-	(13)	179	(13.726)	1	(19.583)	176.620
3) Impianti e macchinari	1.137.610	1.037	(803)	17.918	(229.631)	-	(134.085)	792.046
4) Attrez. Ind. e commer.	1.731	95	-	122	(631)	(1)	-	1.316
5) Altri beni	666	89	-	267	(725)	-	-	297
6) Im. in corso ed acconti	11.931	19.836	-	(18.486)	-	-	(6.367)	6.914
7) Migliorie su beni in locazione	247	-	-	-	(60)	-	(187)	-
8) <i>Decommissioning</i>	27.449	-	-	-	(24.532)	51.499	-	54.416
<b>Totale valori netti</b>	<b>1.416.350</b>	<b>21.057</b>	<b>(816)</b>	<b>-</b>	<b>(270.047)</b>	<b>51.498</b>	<b>(163.791)</b>	<b>1.054.251</b>

L'incremento della voce *Decommissionig* si riferisce, principalmente, agli oneri stimati per la messa in sicurezza delle centrali a fine vita.

Gli investimenti sostenuti nell'esercizio 2015 in immobilizzazioni in corso sono così distribuiti:

(in migliaia di euro)	Investimenti in immobilizzazioni in corso
Brindisi	-
Chivasso	1.163
Piacenza	302
Sermide	521
San Filippo	4
<b>Totale incrementi su immobilizzazioni in corso termo</b>	<b>1.990</b>
Sermide	6
<b>Totale incrementi su immobilizzazioni in corso fotovoltaico</b>	<b>6</b>
Ampezzo	37
Barcis	1.533
Campagnola	2.527
Campolessi	95
Chiavenna	715
Cisterna	8
Gravedona	1.233
Isolato II Madesimo	510
Isolato Spluga	11
Luincis	57
Maseris	15
Mese	299
Pineda	4
Ponte Giulio	1
Prestone	282
Redipuglia	62
Rodeano	8
S.Bernardo	712
S.Foca	7
S.Leonardo	2
Savorgnana	1.985
Serbatoio Lumiei	18
Serbatoio Spluga	3
Serbatoio Truzzo	21
Somplago	8.659
Tramba	23
Villa Rinaldi	6
<b>Totale incrementi su immobilizzazioni in corso IDRO</b>	<b>18.833</b>
<b>Totale incrementi su immobilizzazioni in corso</b>	<b>20.829</b>

I passaggi in esercizio dell' esercizio 2015 sono così distribuiti:

<i>(in migliaia di euro)</i>	<b>Passaggi in esercizio</b>
Chivasso	861
Piacenza	1.952
Sermide	752
San Filippo del Mela	199
<b>Totale passaggi in esercizio termo</b>	<b>3.764</b>
Mese	79
Prestone	741
S.Bernardo	613
San Leonardo	7
Ponte Giulio	4
Villa Rinaldi	68
Ampezzo	221
Somplago	9.722
Serbatoio Spluga	84
Serbatoio Truzzo	9
Barcis	458
S.Foca	75
Tramba	1
Savorgnana	2.640
<b>Totale passaggi in esercizio idro</b>	<b>14.722</b>
<b>Totale passaggi in esercizio</b>	<b>18.486</b>

I decrementi, con riferimento al valore di bilancio al netto del fondo di ammortamento, si riferiscono ai seguenti impianti:

(in migliaia di euro)	Disinvestimenti netti
Prestone	15
Campagnola	346
Savorgnana	310
Somplago	105
Chivasso Termo	27
Piacenza termo	13
<b>Totale disinvestimenti netti</b>	<b>816</b>

### **Riesame vita utile impianto San Filippo del Mela**

In base ai programmi di Terna, la centrale di San Filippo del Mela, già a partire dal 2017, non sarà più soggetta alla disciplina degli Impianti Essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico e pertanto, si è ritenuto di accorciare l'attuale fine vita utile al 31.12.2016. E' stato considerato che, una volta uscita dal regime di unità essenziale ammessa al regime di reintegro costi, è prevedibile che la stessa non abbia la possibilità di continuare ad operare sul mercato con economicità. Conseguentemente è stato effettuato l'impairment test (si veda successivo paragrafo) e si è proceduto alla revisione delle stime dei costi di decommissioning.

### **Ramo Cellina Nucleo Udine**

Con decorrenza 1° gennaio 2016 avrà efficacia la scissione parziale non proporzionale del Ramo Cellina, facente parte del Nucleo di Udine, a favore di Cellina Energy.

All'interno del Ramo Cellina vi sono 6 impianti costituenti la c.d "Asta del torrente Cellina" e n.18 impianti c.d. "mini Idro"

### **Impairment Test ai sensi dello IAS 36**

La finalità dell'Impairment Test, prevista dal principio contabile internazionale IAS 36, è quella di garantire che le attività siano iscritte in bilancio a un valore non superiore a quello recuperabile.

L'Impairment Test è svolto ogni qual volta si manifesti la presenza di indicatori di una potenziale perdita del valore delle immobilizzazioni.

L'Impairment Test consiste nel confronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione/Cash Generating Unit (o insieme di Cash Generating Unit). Il valore recuperabile di un'immobilizzazione/Cash Generating Unit (o insieme di Cash Generating Unit) è il maggiore tra il valore equo (fair value), dedotti i costi di vendita, e il valore d'uso.

Per "valore equo", dedotti i costi di vendita, di una immobilizzazione/Cash Generating Unit (o insieme di Cash Generating Unit) si intende il valore determinato facendo riferimento alle migliori informazioni disponibili per riflettere l'importo ottenibile dalla dismissione della immobilizzazione/Cash Generating Unit in una libera transazione tra parti consapevoli e disponibili.

Per "valore d'uso" di una immobilizzazione/Cash Generating Unit (o insieme di Cash Generating Unit) si è considerato il valore attuale dei flussi di cassa futuri stimati, che si suppone deriveranno dall'uso continuativo della immobilizzazione/Cash Generating Unit e dalla dismissione della stessa al termine della sua vita utile. Il valore d'uso è stato determinato utilizzando il metodo finanziario (Discounted Cash Flow), il quale prevede la stima dei futuri flussi di cassa e la loro attualizzazione sulla base di un appropriato tasso di attualizzazione.

La proiezione dei flussi di cassa inerenti ciascuna immobilizzazione/Cash Generating Unit (o insieme di Cash Generating Unit) è stata effettuata dal management aziendale basandosi su presupposti ragionevoli e sostenibili, tali da riflettere il

valore della immobilizzazione/Cash Generating Unit (o insieme di Cash Generating Unit) nelle sue condizioni attuali e nell'ottica di mantenimento delle normali condizioni di operatività aziendale.

In particolare, nel calcolo del valore d'uso sono stati considerati:

- i flussi di cassa operativi futuri sono basati sul piano industriale di medio termine 2016-2020 in corso di approvazione stimati dal management aziendale sulla base delle più recenti previsioni e tali da rappresentare la migliore stima effettuabile in merito all'insieme delle condizioni economiche esistenti nel corso della restante vita utile;
- i flussi di cassa successivi a tale orizzonte temporale, stimati ipotizzando un tasso di crescita nominale comunque inferiore al tasso di crescita nominale medio di lungo termine;
- il tasso di attualizzazione utilizzato al fine di riflettere le valutazioni correnti del mercato con riferimento al valore attuale del denaro e ai rischi specifici connessi all'attività è stato stimato, coerentemente con i flussi di cassa considerati, mediante la determinazione del costo medio ponderato del capitale (WACC).

Nel caso specifico il management ha definito due CGU, la prima identificata da tutte le centrali CCGT e nuclei idroelettrici, e l'altra rappresentata dalla centrale di San Filippo, ed ha pertanto proceduto a effettuare due impairment test separati.

Dall'impairment test effettuato emerge una svalutazione delle immobilizzazioni materiali per un importo complessivo di euro 161.221 migliaia, riferito alla svalutazione del gruppo da 800 MW della centrale di Chivasso per euro 90.000 migliaia ed alla centrale di San Filippo del Mela per euro 61.733 migliaia.

Come evidenziato in Relazione sulla Gestione nel contesto generale di perdurante crisi del settore termoelettrico e in conformità ai principi contabili di riferimento la Società ha analizzato le prospettive del proprio parco industriale al fine di determinare la presenza di indicatori tali da far supporre l'esistenza di perdite di valore. Si è proceduto infatti ad effettuare l'*impairment test* seguendo i dettami dello IAS 36 che prevede lo svolgimento del test in presenza di indicatori specifici tali da far supporre l'esistenza di una perdita durevole di valore.

Per la centrale di San Filippo del Mela l'entrata in servizio del cavo Sorgente-Rizziconi prevista dalla fine esercizio 2016 sarà sufficiente a garantire l'equilibrio del sistema energetico dell'isola, anche tenuto conto del livello basso della domanda di energia elettrica prevista nella regione Sicilia per gli anni futuri e del modesto merito economico degli impianti di San Filippo del Mela che sono alimentati a olio combustibile. Tutto ciò causa quindi una perdita di opportunità derivante dall'operatività sul mercato MSD (mercato della riserva), con conseguente perdita della marginalità dell'impianto stesso. Tale evento è identificabile come *impairment indicator* specifico dell'impianto, cosa che ha comportato la necessità di effettuare un *impairment test* specifico sulla CGU San Filippo del Mela. Per quanto riguarda la CGU CCGT/Idro, si è ritenuto opportuno effettuare l'impairment test anche alla luce della prevista fuoruscita degli impianti del Cellina a seguito della scissione non proporzionale si configura come *impairment indicator* con la conseguente necessità di effettuare l'*impairment test* sulla CGU CCGT/Idro.

Il management ha individuato anche altri impairment indicator, infatti ha dovuto constatare, come il prolungarsi della crisi economica in Italia con la conseguente riduzione del fabbisogno, oltre all'ulteriore incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, abbia determinato un'ulteriore contrazione della redditività degli impianti termoelettrici a ciclo combinato. Oltre a ciò il management ha rilevato un rallentamento nell'introduzione del capacity market e un livello del PUN atteso per l'anno 2016 negativo.

A supporto delle valutazioni effettuate è stato affidato un incarico ad una società indipendente che ha, tra l'altro, analizzato le componenti e le ipotesi rilevanti delle proiezioni economico-finanziarie redatte dal *management* della Società, effettuato le comparazioni e le verifiche circa la correttezza delle fonti e delle ipotesi utilizzate, elaborato le ipotesi circa il tasso di crescita oltre l'orizzonte di piano per la determinazione dei flussi normalizzati fino a fine vita utile degli impianti.

La determinazione del valore recuperabile è stata effettuata con il metodo DCF, la cui applicazione è stata condotta coerentemente a quanto prescritto dagli IAS/IFRS.

A seguito delle considerazioni sopra esposte, l'esperto ha svolto due *impairment test* separati, con riferimento da una parte alla CGU San Filippo del Mela e dall'altra alla CGU CCGT/Idro. E' stato quindi determinato il valore recuperabile, diversamente dall'anno precedente, in ipotesi di regime *merchant*, sia per la CGU CCGT/Idro che per la CGU San Filippo

del Mela. Infatti, per la CGU CCGT/Idro l'analisi è stata effettuata nell'assunto che la Tolling fee prevista contrattualmente sarà costantemente riallineata al mercato, mentre per quanto riguarda la CGU San Filippo del Mela si prevede che l'impianto, a seguito dell'uscita dal regime di essenzialità previsto per l'anno 2017, non rientrerà più nell'ambito di applicazione del contratto di Tolling in essere con A2A Trading Srl, a seguito della negoziazione dell'accordo transattivo e modificativo del contratto summenzionato del 29 febbraio 2016.

Il valore recuperabile è stato stimato con il cosiddetto metodo finanziario, i tassi di attualizzazione sono stati stimati mediante la determinazione del costo medio ponderato del capitale (pari al 9%) Si precisa altresì che il valore recuperabile è stato ottenuto ricorrendo a simulazioni relativamente a diverse variabili tra le principali e più sensibili sul valore: le ipotesi di valorizzazione del capacity payment (assetto merchant), i parametri dei tassi di attualizzazione, i tassi di crescita e gli investimenti non discrezionali per mantenere le normali condizioni di operatività aziendale.

Sulla base del confronto dei valori recuperabili con i rispettivi valori contabili, l'analisi svolta dal perito evidenzia una *impairment loss* per circa 90 milioni di euro della CGU CCGT/Idro e per 62 milioni di euro della CGU San Filippo del Mela. Si sottolinea che ai fini dell'allocazione dell'*impairment loss* complessiva della CGU CCGT/Idro si è ritenuto di non imputare alcuna perdita di valore agli impianti idroelettrici. Ciò in ragione sia della redditività che contraddistingue tali impianti sia del criterio di valorizzazione al termine della concessione di tali asset che consentirebbe, in caso di perdita delle gare, di ottenere dei rimborsi dal concessionario entrante. Per i CCGT è stato possibile individuare in via induttiva il value in use, ragionevolmente attribuibile ai singoli impianti sulla base di specifici parametri con eguale ponderazione, all'indice di obsolescenza tecnica, all'indice di efficienza dei costi e all'indice di flessibilità tecnica. Dall'applicazione di tale metodologia è emerso che l'intera *impairment loss* di 90 milioni di euro della CGU CCGT/Idro è attribuibile alla centrale di Chivasso.

Nella tabella che segue sono riportati i carrying amount delle CGU al 31 dicembre 2015, il tasso di attualizzazione utilizzato e il valore recuperabile ottenuto:

(in milioni di euro)					
<b>Impianto</b>	<b>Valore al 31.12.2015</b>	<b>WACC</b>	<b>Tasso di crescita g</b>	<b>Valore recuperabile (valore d'uso)</b>	<b>Svalutazione</b>
<b>Chivasso</b>	270	9,0%	1,0%	180	90
<b>S. Filippo del Mela</b>	92	9,0%	1,0%	30	62

Le immobilizzazioni materiali al 31 dicembre 2015, classificate in funzione della loro destinazione, risultano così suddivise:

(in migliaia di euro)	Valore lordo	Fondo svalutazione	Fondo ammortamento ordinario	Var.attiv. cedute	Valore netto
<b>Impianti di produzione: (1)</b>					
- centrali termoelettriche:					
. impianti	2.684.365	(1.497.196)	(679.691)		507.478
<i>Decommissioning</i>	103.283	(23.406)	(25.461)	-	54.416
<b>Totale</b>	<b>2.787.648</b>	<b>(1.520.602)</b>	<b>(705.152)</b>	-	<b>561.894</b>
- centrali fotovoltaiche:					
. impianti	14.478	-	(3.311)		11.167
<b>Totale</b>	<b>14.478</b>	-	<b>(3.311)</b>	-	<b>11.167</b>
- centrali idroelettriche:					
. impianti	1.439.149	(496.746)	(312.503)	(157.237)	472.663
<b>Totale</b>	<b>1.439.149</b>	<b>(496.746)</b>	<b>(312.503)</b>	<b>(157.237)</b>	<b>472.663</b>
<b>Totale impianti di produzione</b>	<b>4.241.275</b>	<b>(2.017.348)</b>	<b>(1.020.966)</b>	<b>(157.237)</b>	<b>1.045.724</b>
Attrezzature	4.726	(143)	(3.267)		1.316
Altri beni	2.875	(73)	(2.505)		297
<b>Totale beni in esercizio</b>	<b>4.248.876</b>	<b>(2.017.564)</b>	<b>(1.026.738)</b>	<b>(157.237)</b>	<b>1.047.337</b>
Immobilizzazioni in corso e acconti	20.689	(7.408)	-	(6.367)	6.914
Migliorie su beni in locazione	426		(239)	(187)	-
<b>Totale</b>	<b>4.269.991</b>	<b>(2.024.972)</b>	<b>(1.026.977)</b>	<b>(163.791)</b>	<b>1.054.251</b>

Si ricorda che, con riferimento ai beni gratuitamente devolvibili degli impianti idroelettrici, il D.Lgs. n. 79/99 (di attuazione della direttiva n. 96/92/CE in materia di mercato interno dell'energia elettrica) ha introdotto la data di scadenza delle concessioni di grande derivazione di acque fissandola al trentesimo anno successivo all'entrata in vigore del decreto legislativo medesimo, quindi al 2029. La legge 24 novembre 2000, n. 340 ha altresì prorogato al 31 dicembre 2020 le concessioni concernenti le aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione di energia termoelettrica.

## 2) Immobilizzazioni immateriali – euro 1.009 migliaia

Le immobilizzazioni immateriali ammontano a euro 1.009 migliaia e registrano, rispetto al valore al 31 dicembre 2014 di euro 2.167 migliaia, un decremento netto pari a euro 1.158 migliaia. La consistenza e la movimentazione per singola categoria sono evidenziate nel prospetto di seguito riportato :

(in migliaia di euro)	31.12.2014	Acquisti	Riclassifiche e altri movimenti	Ammort.	31.12.2015
Diritti di brevetto e utilizzo opere					
ingegno	2.167	534	-	(1.692)	1.009
Altre	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>2.167</b>	<b>534</b>	-	<b>(1.692)</b>	<b>1.009</b>

## 3) Altre attività finanziarie non correnti – euro 5 migliaia

La Società aderisce al Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia ("DITNE"), una società consortile a responsabilità limitata per euro 5 migliaia. La società DITNE non persegue fini di lucro, ha scopo consortile e quindi mutualistico e ha la finalità di sostenere attraverso la ricerca, lo sviluppo sperimentale e l'eccellenza scientifica e tecnologica nel settore dell'energia.

**4) Crediti per imposte anticipate – euro 195.198 migliaia**

Valori in migliaia di euro	Valore al 31.12 2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31.12 2015
<b>Attività per Imposte anticipate</b>	<b>185.890</b>	<b>9.308</b>	<b>195.198</b>

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 195.198 migliaia di euro (185.890 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). Si ritiene probabile la recuperabilità delle “Attività per imposte anticipate” iscritte in bilancio, in quanto nell’ottica del consolidato fiscale i piani futuri prevedono redditi imponibili futuri sufficienti per l’utilizzo della attività fiscali differite. Le imposte anticipate sono state determinate, per quanto attiene all’IRAP utilizzando l’aliquota fiscale vigente. Per quanto riguarda l’IRES, a seguito della previsione dell’art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione di 3,5 punti percentuali dell’aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d’imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016, nel presente bilancio si è provveduto ad adeguare la consistenza della fiscalità anticipata e differita alla nuova aliquota (24%).

I valori al 31 dicembre 2015 relativi alle attività per imposte anticipate/passività per imposte differite sono stati esposti al netto (cd. “Offsetting”) in applicazione dello IAS 12.

Di seguito si riporta la tabella di dettaglio delle composizione delle voci :

(valori in tabella espressi in migliaia di euro)

<b>Passività per Imposte differite</b>	Bilancio al 31-12-2014	rettifiche	operazioni straordinarie	Accantonamenti	Utilizzi	Adeguamento aliquote	Imposte relative alle attività/passività destinate alla vendita			Bilancio al 31-12-2015
							IAS 19 APN	attività/passività destinate alla vendita	IAS 19 APN	
<b>Totali fondo imposte differite (A)</b>										
Differenze di valore delle Immobilizzazioni materiali	85.550	(52)	-	-	17.117	(15.240)	(7.306)	-	(49.257)	30.343
Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Differenze di valore delle Immobilizzazioni immateriali	10.643	-	-	-	-	-	(1.355)	-	-	9.288
Plusvalenze rateizzate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trattamento di fine rapporto	1.138	-	-	-	-	-	(145)	-	-	993
Altre imposte differite	734	112	-	-	-	-	(93)	-	-	753
Imposte differite da FTA	526.965	6	-	-	-	(26.360)	(52.569)	-	-	448.042
<b>Totali fondo imposte differite (A)</b>		<b>625.030</b>	<b>(403)</b>	-	<b>17.117</b>	<b>(41.600)</b>	<b>(61.468)</b>	-	<b>(49.257)</b>	<b>489.419</b>
<b>Crediti per imposte anticipate</b>										
Bilancio al 31-12-2014	rettifiche	operazioni straordinarie	Accantonamenti	Utilizzi	Adeguamento aliquote	IAS 19 APN	attività/passività destinate alla vendita	IAS 19 APN	attività/passività destinate alla vendita	Bilancio al 31-12-2015
Fondi rischi tassati	20.326	326	-	2.707	(12.404)	(919)	-	-	-	10.036
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5.47.647	(536)	-	61.318	(36.671)	(53.412)	-	(30.580)	-	487.766
Fondo svalutazione crediti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costi per aggregazioni aziendali	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Avviamento	228.927	-	-	-	(35.049)	(17.537)	-	-	-	176.341
Altre imposte anticipate	14.020	801	-	217,00	(1.819)	(1.380)	(1.354)	(11)	(1.354)	10.474
Imposte anticipate da FTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totali crediti per imposte anticipate (B)</b>		<b>810.920</b>	<b>591</b>	-	<b>64.242</b>	<b>(85.943)</b>	<b>(73.248)</b>	<b>(1.354)</b>	<b>(30.591)</b>	<b>684.617</b>
<b>NETTING (B-A)</b>										
	<b>185.890</b>	<b>994</b>	-	<b>47.125</b>	<b>(44.343)</b>	<b>(11.780)</b>	<b>(1.354)</b>	<b>(1.354)</b>	<b>18.666</b>	<b>195.198</b>

## 5) Altre attività non correnti – euro 54 migliaia

La voce rileva i depositi in contanti tenuti presso terzi e presenta un saldo per euro 54 migliaia.

Il saldo del precedente esercizio di euro 2.645 migliaia si riferiva principalmente alla quota non corrente relativa al contratto *Long Term Service Agreement* per la centrale di Piacenza.

## ATTIVITA' CORRENTI

### 6) Rimanenze – euro 16.562 migliaia

Di seguito si fornisce il dettaglio delle rimanenze:

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014	Variazione
<b>Rimanenze di magazzino</b>			
- Materiali e apparecchi	19.300	19.228	72
- Fondo deprezzamento materiali obsoleti	(8.186)	(6.283)	(1.903)
<b>Totale Materiali e apparecchi</b>	<b>11.114</b>	<b>12.945</b>	<b>(1.831)</b>
- Combustibili	5.448	15.314	(9.866)
- Fondo svalutazione combustibili	-	(2.816)	2.816
<b>Totale combustibili</b>	<b>5.448</b>	<b>12.498</b>	<b>(7.050)</b>
- Altre scorte	-	144	(144)
<b>Totale altre scorte</b>	<b>-</b>	<b>144</b>	<b>(144)</b>
<b>Totale Rimanenze di magazzino</b>	<b>16.562</b>	<b>25.587</b>	<b>(9.025)</b>
<b>Totale Rimanenze</b>	<b>16.562</b>	<b>25.587</b>	<b>(9.025)</b>

Le rimanenze riferite a materiali tecnici ammontano a euro 11.114 migliaia al netto di un fondo di deprezzamento per materiali obsoleti di euro 8.186 migliaia. La svalutazione operata nel corso dell'esercizio su ricambi e materiali obsoleti è stata pari a euro 1.903 migliaia.

Il fondo deprezzamento di materiali obsoleti si riferisce principalmente ai materiali dei gruppi 5 e 6 della centrale di San Filippo del Mela (per circa euro 4.162 migliaia) e alla totale svalutazione dei materiali nel magazzino della centrale di Brindisi (di euro 2.323 migliaia).

Le rimanenze relative ai combustibili ammontano a euro 5.448 migliaia, principalmente riferite a rimanenze di olio combustibile della centrale di San Filippo del Mela ed in misura inferiore a gasolio delle centrali di Brindisi e Sermide.

## 7) Crediti commerciali – euro 136.412 migliaia

I crediti verso clienti sono pari a euro 136.412 migliaia e risultano così suddivisi :

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014	Variazione
<b>Totale crediti verso <i>Toller</i> (*)</b>	39	176	(137)
Crediti verso altri clienti :			
- Crediti verso Terna	11.615	17.989	(6.374)
- Crediti verso GME	18.092	15.996	2.096
- Crediti verso GSE	333	274	59
- Crediti reintegro costi Unità Essenziali (Terna S.p.A.)	103.516	96.076	7.440
- Crediti verso altri (**)	2.965	2.382	583
Fondo svalutazione crediti commerciali	(148)	(98)	(51)
<b>Totale crediti verso altri clienti</b>	<b>136.373</b>	<b>132.619</b>	<b>3.754</b>
<b>Totale</b>	<b>136.412</b>	<b>132.795</b>	<b>3.617</b>
(*) di cui verso la Consociata A2A Trading S.r.l.	39	176	(137)
(**) di cui verso la Consociata A2A Ambiente S.p.A.	785	407	378
(**) di cui verso la Consociata A2A Reti Gas S.p.A.	8	-	8
(**) di cui verso la Controllante A2A S.p.A.	573	591	(18)
(**) di cui verso la Consociata Abruzzo Energia S.p.A.	64	-	64

I crediti verso A2A Trading, ammontano a euro 39 migliaia e si decrementano, rispetto al 31 dicembre 2014 di euro 137 migliaia.

I crediti verso altri clienti sono costituiti principalmente da:

- crediti verso Terna S.p.A. - sono di euro 11.615 migliaia riferiti ai corrispettivi per le transazioni effettuate sul MSD per le unità produttive di San Filippo del Mela.
- crediti verso il GME – sono di euro 18.092 migliaia e si riferiscono ai corrispettivi per le vendite effettuate sui mercati MGP e MI dalla centrale di San Filippo del Mela;
- crediti per il reintegro costi unità essenziale di San Filippo – che sono di euro 103.516 migliaia, riferiti al reintegro dei costi di generazione per le unità di produzione della centrale di San Filippo del Mela ai sensi della delibera 111/06. Tale importo rappresenta il credito residuo verso Terna S.p.A.

La spaccatura dei crediti per area geografica non viene riportata in quanto non significativa per la Società.

## 8) Altre attività correnti – euro 17.291 migliaia

Altre attività correnti:

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014	Variazione
Crediti da Consolidato fiscale verso A2A S.p.A.	16.753	2.026	14.727
Crediti tributari	156	3.983	(3.827)
Altri crediti	228	692	(464)
<b>Prepayments</b>			
- Long Term Service Agreements (quota corrente)	-	536	(536)
- Canoni demaniali	105	194	(89)
- Altre	49	2.037	(1.988)
<b>Totale</b>	<b>17.291</b>	<b>9.468</b>	<b>7.823</b>

La voce accoglie:

- crediti da consolidato fiscale verso controllante per euro 16.753 migliaia.
- i crediti tributari pari a euro 156 migliaia sono riferiti prevalentemente a ecotassa; mentre, il saldo del precedente esercizio includeva il credito IVA verso l'erario di euro 3.470 migliaia.
- i crediti verso altri, pari a euro 228 migliaia, relativi ad anticipi a fornitori, a crediti verso dipendenti, a crediti verso INPS nonché a crediti diversi;
- le quote di canoni demaniali di derivazione acqua, sovraccanoni rivieraschi e per bacini imbriferi di competenza di periodi successivi pagati in via anticipata, per un importo pari a circa euro 105 migliaia (euro 194 migliaia al 31 dicembre 2014)

Al 31 dicembre 2014 la voce "Altre attività correnti" ammontava ad euro 9.468 migliaia.

#### 9) Attività finanziarie correnti – euro 139.671 migliaia

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014	Variazione
Crediti finanziari verso altri	-	722	(722)
Crediti finanziari verso verso controllante A2A S.p.A.	139.671	-	139.671
<b>Totale</b>	<b>139.671</b>	<b>722</b>	<b>138.949</b>

Il saldo di euro 139.671 migliaia della voce attività finanziarie correnti si riferisce al credito di conto corrente verso la società controllante.

Sul saldo attivo maturano interessi attivi calcolati al tasso euribor 3 mesi maggiorato del 0,1 %, tuttavia la formazione del saldo si è configurata l'ultimo giorno dell'esercizio, dunque per il periodo nessun interesse è riconosciuto dalla controllante.

#### 10) Attività per imposte correnti – euro 7.544 migliaia

La voce accoglie i crediti per conto IRES e IRAP, conti su interessi attivi bancari e per ritenute d'imposta.

Inoltre accoglie il credito maturato a seguito dell'istanza di deduzione IRAP da IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201.

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014	Variazione
Crediti verso Erario per IRES corrente	671	1.025	- 354,95
Crediti verso Erario per IRES d'esercizi precedenti	5.381	5.381	-
Crediti verso Erario per IRAP corrente	1.489	1.489	-
Crediti verso Erario per ritenute	2	45	(42)
<b>Totale</b>	<b>7.544</b>	<b>7.940</b>	<b>(397)</b>

Al 31 dicembre 2014 la voce "attività per imposte correnti" ammontava ad euro 7.940 migliaia.

#### 11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – euro 395 migliaia

Le disponibilità liquide sono composte prevalentemente :

- per euro 355 migliaia (euro 47.985 migliaia nel 2014) da liquidità temporanea connessa alla gestione operativa dei flussi finanziari;
- per euro 40 migliaia (euro 39 migliaia nel 2014) da valori in cassa e fondi per piccole spese.

La rilevante variazione in decremento rispetto all'esercizio precedente si spiega per l'utilizzo prevalente del conto corrente intragruppo di cui al precedente paragrafo 9.

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014	Variazione
Crediti su c/c monte Paschi	195	46.823	(46.628)
Crediti su c/c Banca Intesa	160	1.123	(963)
Fondi cassa c/o centrali	40	39	1
<b>Totale</b>	<b>395</b>	<b>47.985</b>	<b>(47.590)</b>

Al 31 dicembre 2014 la voce "disponibilità liquide e mezzi equivalenti" era pari ad euro 47.986 migliaia.

#### **12) Attività destinate alla vendita – euro 202.391 migliaia**

La posta accoglie i valori delle attività destinate alla vendita correlate all'operazione di scissione non proporzionale di Edipower a favore Cellina Energy S.r.l per i cui dettagli si rimanda a quanto già descritto nella relazione sulla gestione del presente bilancio d'esercizio.

In conformità con l'IFRS 5, i dati relativi alle attività e alle passività destinati alla vendita sono presentati nel bilancio al 31 dicembre 2015 in due specifiche voci della situazione patrimoniale-finanziaria.

Le attività destinate alla vendita sono per l' importo complessivo di euro 202.391 migliaia, così ripartite :

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015
Immobilizzazioni materiali	163.791
Imposte anticipate	11
Rimanenze di magazzino	89
Cassa	38.500
<b>Totale attività destinate alla vendita</b>	<b>202.391</b>

Al 31 dicembre 2014 la voce "attività destinate alla vendita" non riportava nessun valore in quanto non veniva prevista nessuna cessione di attività.

#### **PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ**

#### **13) PATRIMONIO NETTO – euro 955.951 migliaia**

Il patrimonio netto della Società ammonta a un totale di euro 955.951 migliaia, in decremento di euro 97.418 migliaia rispetto a euro 1.053.369 migliaia del precedente esercizio.

Come indicato nel prospetto delle variazioni di Patrimonio netto, la variazione dell'esercizio è dovuta :

- all'integrazione della Riserva Benefici a dipendenti (IAS 19) per euro 3.816 migliaia;
- al risultato di perdita dell'esercizio pari a euro 101.234 migliaia;

La composizione del patrimonio per possibilità d'utilizzo risulta essere la seguente:

Natura / Descrizione	Importo (euro migliaia)	Possibilità di utilizzo
Capitale	1.139.312	B
Riserva di Capitale		
Riserva sovrapprezzo azioni	-	A,B,C
Riserve di Utile		
Riserva Legale	9.599	B
Altre Riserve	3.251	A,B,C
Utili a Nuovo	38.044	A,B,C
Perdite a Nuovo	(59.049)	A,B,C
Riserva FV <i>exemption</i> in FTA	211.311	A,B (*)
Altre riserve FTA	(764.387)	
Riserva benefici a dipendenti (IAS 19)	(11.566)	
Riserva da scissione	5.449	
Riserva da fusione	485.221	
Utile/(Perdita) di periodo	(101.234)	
<b>TOTALE</b>	<b>955.951</b>	

(\*) Si tratta della riserva da rivalutazione impianti per applicazione del fair value come sostituto del costo in sede di transizione agli IFRS (First Time Adoption) al netto dei relativi effetti fiscali. Si evidenzia che la stessa è soggetta alla disciplina dell'ex art 2445 CC commi 2 e 3.

Legenda possibilità di utilizzo :

A = per aumento di capitale

B = per copertura perdite

C = per distribuzione ai soci

Le riserve e gli utili che in caso di distribuzione devono essere considerati in sospensione d'imposta IRES per massa ammontano a euro 183.076 migliaia.

## **PASSIVITA'**

### **PASSIVITA' NON CORRENTI**

#### **14) Passività finanziarie non correnti - euro 398.000 migliaia**

Il saldo di euro 398 milioni rappresenta il valore residuo del finanziamento di euro 660 milioni sottoscritto con A2A in data 24 dicembre 2013. Il finanziamento infragruppo residuo prevede il rimborso in un'unica soluzione il 31 dicembre 2017.

Trimestralmente maturano interessi passivi riconosciuti ad A2A al tasso euribor maggiorato del 1,75%.

Nel corso dell'esercizio 2015 non sono stati effettuati rimborsi.

## 16) Benefici a dipendenti - euro 42.445 migliaia

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2014	(utili)/perd. Attuariali a P.N.	Accant. (compreso service cost)	Oneri finanziari netti	Utilizzi	altri mov. (*)	quote destinate ai fondi pensione	Ramo Cellina da cedere	Valori al 31.12.2015
Trattamento di fine rapporto	17.899	(943)	2.016	179	(2.500)	(288)	(2.016)	(577)	13.770
Mensilità aggiuntive/preavv	3.015	(1.027)	68	34	(22)	(357)	-	(77)	1.634
Sconto energia	29.949	(3.245)	121	418	(950)	-	-	(120)	26.172
Premi fedeltà	1.183	-	44	-133	-183	-	-	(43)	868
<b>Totali</b>	<b>52.046</b>	<b>(5.215)</b>	<b>2.248</b>	<b>498</b>	<b>(3.656)</b>	<b>(644)</b>	<b>(2.016)</b>	<b>(817)</b>	<b>42.445</b>

I benefici a dipendenti accolgono gli importi a favore del personale per il trattamento di fine rapporto di lavoro dovuto ai sensi di legge, al netto delle anticipazioni concesse ai dipendenti per "spese sanitarie", per "acquisto prima casa abitazione" e per "acquisto azioni Enel S.p.A.", nonché delle quote destinate ai Fondi Pensione. A partire dal 1° gennaio 2007, le società con almeno 50 dipendenti sono state tenute a trasferire i futuri accantonamenti annui di TFR o ad un fondo pensione esterno a contribuzione definita scelto dal dipendente stesso o qualora il dipendente abbia deciso di voler continuare a ricevere il TFR sulla base delle medesime modalità stabilite in passato, ad un fondo di tesoreria speciale costituito presso l'INPS attraverso il quale la componente di TFR maturata a partire dal 1° gennaio 2007 in poi sarà finanziata.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale del TFR e dei fondi benefici a dipendenti sono le seguenti:

Tasso di attualizzazione	2015	2014
- piani con durata compresa rtra 1 e 3 anni	0,24%	0,29%
- piani con durata compresa rtra 3 e 5 anni	0,60%	0,46%
- piani con durata compresa rtra 5 e 7 anni	0,98%	0,72%
- piani con durata compresa rtra 7 e 10 anni	1,39%	0,91%
- piani con durata oltre 10 anni	2,03%	1,49%
Tasso di inflazione annuo	da 1,50 al 2%	da 0,60 al 2%

## 15) Fondi rischi, oneri e passività - euro 173.245 migliaia

La consistenza e la movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti	Valori al 31.12.2015
Fondo spese future	660	(46)	(614)	-	-
Fondo vertenze e contenzioso	9.154	23	(621)	(6.650)	1.906
Fondo rischi e oneri diversi	76.152	3.876	(24.322)	6.650	62.355
Fondo oneri per incentivi all'esodo	6.394	-	(2.512)	(1.123)	2.760
Fondo decommissioning	56.936	-	(3.226)	52.514	106.224
<b>Totale</b>	<b>149.297</b>	<b>3.852</b>	<b>(31.296)</b>	<b>51.392</b>	<b>173.245</b>

Gli accantonamenti per l'esercizio 2015 di euro 3.852 migliaia sono espressi come il valore netto tra accantonamenti lordi e i rilasci di fondi riversati a conto economico, come segue :

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015
accantonamenti	14.231
riversamenti per eccedenze	(10.378)
<b>accantonamenti netti</b>	<b>3.852</b>

Per maggiore dettaglio sullo *Stato delle principali vertenze giuridiche e fiscali in corso* si rinvia allo specifico paragrafo successivo, dove le vertenze sono suddivise tra quelle a fronte delle quali sono stati stanziati fondi rischi, oneri e passività in bilancio e quelli invece qualificabili come passività potenziali.

#### **Fondo decommissioning – euro 106.224 migliaia**

Il fondo accoglie gli oneri per i costi di ripristino dei siti produttivi previsti dalle rilevanti autorizzazioni.

Gli utilizzi del fondo sono di euro 3.226 migliaia e si riferiscono esclusivamente alla copertura degli oneri sostenuti per lavori di smantellamento dei gruppi 3 e 4 della centrale di San Filippo. I ricavi derivanti dalla vendita di materiali ferrosi sono stati portati a decremento degli oneri sostenuti nel periodo, compensando gli utilizzi del fondo. A fine esercizio è stata effettuata una revisione complessiva della stima del fondo *decommissioning*, avuto particolare riguardo per le mutate prospettive delle centrali di Brindisi e San Filippo e per i costi delle attività da svolgere su tutte le centrali termoelettriche. Il conseguente adeguamento del fondo *decommissioning* è risultato pari a euro 51.498 migliaia.

La tabella di seguito riassume la movimentazione del fondo decommissioning nell'esercizio:

(valori in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2014	oneri di attualizzazione	Utilizzi	Cespi	Valori al 31.12.2015
<b>Fondo decommissioning</b>					
Centrale di Chivasso	14.747	387	-	4.309	19.442
Centrale di Piacenza	10.575	264	-	9.490	20.329
Centrale di Sermide	14.699	366	-	8.722	23.787
Centrale di San Filippo	9.309	-	(3.226)	19.777	25.860
Centrale di Brindisi	7.606	-		9.200	16.806
<b>Totale fondo decommissioning</b>	<b>56.936</b>	<b>1.017</b>	<b>(3.226)</b>	<b>51.498</b>	<b>106.224</b>

#### **Fondo spese future – euro 0 migliaia**

Il fondo spese future di euro 660 migliaia al 31 dicembre 2014 era destinato a coprire i costi relativi ad eventi certi nell'esistenza ma incerti nell'ammontare; in particolare si riferiva al costo di trasporto dell'olio combustibile giacente nei serbatoi della centrale di Brindisi e trasferito alla centrale di San Filippo del Mela. L'attività si è conclusa nel corso dell'esercizio 2015.

#### **Fondo vertenze e contenzioso – euro 1.906 migliaia**

Il fondo vertenze e contenzioso è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse a rapporti di fornitura, lavoro e all'esercizio degli impianti), in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni della Società, senza peraltro considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo. Nel

determinare tale importo si considerano gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso sorte in capo alla Società intervenuti nel periodo contabile.

L'accantonamento di euro 23 migliaia è indicato come l'importo netto tra l'accantonamento lordo di euro 115 migliaia e riversamenti per euro 92 migliaia. Gli utilizzi di euro 621 migliaia sono relativi a due pagamenti :

- euro 174 migliaia per atto di transazione con il fornitore Clyde Bergemann EP Tech
- euro 447 migliaia per contributi INPS pagati con riserva di ripetizione

Nella colonna altri movimenti sono riclassificati i fondi per un importo complessivo di euro 6.650 migliaia, relativi a canoni di derivazione non versati alla Regione Lombardia per l'Impianto di Mese. In attesa inizi la procedura di contenzioso i fondi sono stati riclassificati nella voce del fondo rischi per oneri diversi :

<b>Riclassifica</b>	<b>Altri movimenti</b>
Mese - Asta Liro" anno 2012	1.568
Mese - Asta Liro" anno 2013	1.592
Mese - Asta Liro" anno 2014	1.615
Mese - "Gravedona" anno 2012	110
Mese - "Gravedona" anno 2013	112
Mese - "Gravedona" anno 2014	113
Mese - "Chiavenna" anno 2012	346
Mese - "Chiavenna" anno 2013	371
Mese - "Chiavenna Prata" anno 2014	377
Mese - Asta Liro e Fiume Mera canone 2008	445
<b>Totale fondi Vertenze Contenzioso</b>	<b>6.650</b>

#### **Fondo rischi e oneri diversi – euro 62.355 migliaia**

Il fondo è destinato ad accogliere gli accantonamenti a fronte di rischi di varia natura, determinati considerando sia l'aggiornamento delle stime effettuate al 31 dicembre 2015, sia le stime relative alle passività sorte nel periodo.

In sintesi il fondo è rappresentabile come segue :

<b>Fondi rischi diversi</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>variazione</b>
Fondo INPS amiantisti	8.400	7.140	1.260
Fondo canoni di derivazione d'acqua pubblica	10.392	2.373	8.019
Contenzioso fiscale per ICI e IMU	40.524	34.432	6.092
Fondo per oneri di smantellamento e ripristino (c)	1.639	2.007	(368)
Fondo tolling fees	-	20.000	(20.000)
Fondo per opere dismesse in Valcellina	-	6.700	(6.700)
Fondo compendio Iren	-	2.100	(2.100)
Fondo Barcis	1.000	1.000	-
Fondo smantellamento ex- centrale Emilia	400	400	-
<b>Totale Fondi rischi diversi</b>	<b>62.355</b>	<b>76.152</b>	<b>(13.797)</b>

Il fondo rischi e oneri diversi accoglie altresì lo stanziamento connesso all'eventuale riconoscimento dei benefici previdenziali previsti dalla Legge n. 257/92, stimato sulla base delle informazioni presenti in azienda.

In particolare, il fondo accoglie la miglior stima effettuata dalla Società sulla base delle analisi svolte anche da consulenti esterni, degli oneri relativi a costi ambientali derivanti dalla prevenzione, riduzione, monitoraggio dell'impatto ambientale delle attività produttive della Società.

In data 29 febbraio 2016 Edipower ed A2A Trading hanno sottoscritto un accordo, al fine di definire transattivamente ogni e qualsivoglia pretesa già vantata da A2A Trading e a saldo e stralcio di ogni e qualsiasi attuale o potenziale contenzioso tra le parti, è stato stabilito il riconoscimento a A2A Trading un importo pari a 20 milioni di euro come minori *tolling fee*. L'importo era iscritto nel bilancio del 2014 tra i fondi rischi e oneri come rischio su tolling. La definizione tra le parti ha determinato l'utilizzo del fondo e la sua contabilizzazione come debito.

#### **Fondo oneri per incentivi all'esodo e mobilità – euro 2.760 migliaia**

Il fondo oneri per incentivi all'esodo e mobilità accoglie l'accantonamento per la stima degli oneri connessi alle offerte di risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro derivate da esigenze organizzative, contrattate individualmente per l'esodo e collettivamente per la mobilità. L'utilizzo si riferisce ai dipendenti che, a seguito dell'adesione alle suddette offerte, sono cessati nel corso dell'esercizio 2015.

#### **18) Altre passività non correnti – euro 3.402 migliaia**

La voce accoglie passività non correnti legate ai contratti di *Long Term Service Agreement* relativi alla manutenzione degli impianti.

La voce "Altre passività non correnti" al 31 dicembre 2014 ammontava ad euro 3.354 migliaia.

### **PASSIVITÀ CORRENTI**

#### **19) Debiti commerciali – euro 141.682 migliaia**

I debiti verso fornitori includono essenzialmente debiti commerciali relativi a forniture di materiali e apparecchiature nonché ad appalti e prestazioni diverse sia per fatture ricevute che per fatture da ricevere.

Includono debiti verso fornitori terzi per un valore complessivo di euro 55.363 migliaia.

Nella voce debiti commerciali si evidenzia il decremento dei debiti verso le società del gruppo come è di seguito indicato, per circa euro 18.544 migliaia.

I debiti verso la società controllante sono di euro 6.931 migliaia, mentre i debiti verso le altre società del gruppo sono indicati di seguito :

<i>(in migliaia di euro)</i>	<i>Valori al 31.12.2015</i>	<i>Valori al 31.12.2014</i>	<i>Variazione</i>
debiti verso fornitori terzi :	55.363	56.419	(1.056)
debiti verso fornitori società del Gruppo :			
- Debiti verso A2A S.p.A.	6.931	14.728	(7.797)
- Debiti verso A2A Trading S.r.l.	78.912	87.360	(8.448)
- Debiti verso A2A Energia S.p.A.	59	2.349	(2.290)
- Debiti verso Selene S.p.A.	309	376	(67)
- Debiti verso A2A Ambiente S.p.A.	93	47	46
- Debiti verso Abruzzo Energia S.p.A.	15	3	12
<b>Totale debiti verso società del gruppo</b>	<b>86.319</b>	<b>104.863</b>	<b>(18.544)</b>
<b>Totale Debiti Commerciali</b>	<b>141.682</b>	<b>161.282</b>	<b>(19.600)</b>

Al 31 dicembre 2014 la voce "Debiti commerciali" ammontava a euro 161.282 migliaia, di cui euro 104.862 migliaia di debiti verso società del gruppo.

La spaccatura dei debiti per area geografica non viene riportata in quanto non significativa per la Società.

## 20) Altre passività correnti – euro 36.329 migliaia

La voce è essenzialmente composta come segue:

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014	Variazione
<b>Altre passività correnti:</b>			
Debiti verso controllante	22.828	-	22.828
Debiti verso istituti previdenziali e sicurezza sociale	1.586	753	833
Debiti verso il personale	6.698	9.046	(2.348)
Debiti per iva e diversi	2.176	2.129	47
Altri	3.040	746	2.294
Altre passività correnti	1	95	(94)
<b>Totale</b>	<b>36.329</b>	<b>12.769</b>	<b>23.560</b>

Le altre passività correnti riportano debiti verso la controllante A2A S.p.A. per euro 22.828 migliaia per IVA (nessun saldo era presente nel 2014). Le altre passività correnti si riferiscono in particolare a debiti verso istituti previdenziali, assistenziali ed assicurativi relativi ai contributi a carico della Società, maturati alla data di riferimento e gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie e festività abolite, maturate e non godute ed altre indennità. La voce include i debiti verso il personale per euro 6.698 migliaia (euro 9.046 migliaia al 31 dicembre 2014) , riferiti principalmente ai debiti per mobilità ed esodo da erogare nel mese di gennaio per personale già dimissionario, per lo stanziamento dei premi aziendali pari a circa euro 1.935 migliaia e per ferie euro 2.120 migliaia.

Gli altri importi riguardano principalmente debiti legati a canoni, rimborsi assicurativi e debiti verso il collegio sindacale.

Al 31 dicembre 2014 la voce "Altre passività correnti" ammontava a euro 12.769 migliaia.

## 21) Passività finanziarie correnti

La posta al 31 dicembre 2015 non accoglie alcun valore mentre ammontava a euro 1.438 migliaia e rappresentava la "porzione di credito trattenuta" relativa all'operazione di factoring pro soluto - ai sensi dello IAS 39, AG52 "Continuing involvement approach when the entity's continuing involvement is a part of a financial asset", riferibile alla maggior "porzione del credito trattenuta" sulle cessioni effettuate nel 2014.

## 22) Debiti per imposte

La voce come nel precedente esercizio non accoglie alcun valore.

## 23) Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita

Le passività destinate alla vendita sono pari a euro 19.728 migliaia e sono così ripartite

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015
Fondo benefici a dipendenti	817
Debiti verso dipendenti	233
Fondo imposte differite	18.677
<b>Totale passività destinate alla vendita</b>	<b>19.728</b>

Per maggiori dettagli sull'operazione si rimanda al paragrafo delle attività destinate alla vendita del presente bilancio.

#### 24) Conti d'ordine

Le garanzie prestate ammontano a euro 12.866 migliaia e si riferiscono a garanzie prestate a terzi di euro 12.905 al netto di depositi in contanti di euro 39 migliaia.

Le garanzie ricevute ammontano a euro 212.784 migliaia, di cui euro 200 milioni sono dal cliente Terna.

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015
<b>Garanzie prestate</b>	<b>12.866</b>
Garanzie prestate a terzi	12.905
Depositi in contanti	(39)
<b>Garanzie ricevute</b>	<b>212.784</b>
Garanzie ricevute da terzi fornitori	12.784
Garanzie ricevute da clienti	200.000

#### 25) Indebitamento finanziario netto– euro 219.435 migliaia

Di seguito si riporta in dettaglio l'indebitamento finanziario netto:

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti verso Controllante per finanziamento non corrente	(398.000)	(398.000)
<b>Totale indebitamento a medio e lungo termine</b>	<b>(398.000)</b>	<b>(398.000)</b>
<b>Totale crediti finanziari a medio e lungo termine</b>	-	-
<b>Totale indebitamento finanziario a medio e lungo termine</b>	<b>(398.000)</b>	<b>(398.000)</b>
<b>Totale indebitamento finanziario non corrente netto</b>	<b>(398.000)</b>	<b>(398.000)</b>
Debiti verso altri finanziatori correnti	-	(1.438)
<b>Totale indebitamento a breve termine</b>	-	<b>(1.438)</b>
Altre attività finanziarie correnti e altre attività correnti	-	721
<b>Totale crediti finanziari a breve termine</b>	-	<b>721</b>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	395	47.986
Crediti di c/c verso la società controllante	139.671	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita	38.500	-
<b>Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti</b>	<b>178.565</b>	<b>47.986</b>
<b>Totale indebitamento finanziario corrente netto</b>	<b>178.565</b>	<b>47.269</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>(219.435)</b>	<b>(350.731)</b>

## *Note alle voci di conto economico*

## 24) Ricavi – euro 519.271 migliaia

Il totale dei ricavi ammonta a euro 519.271 migliaia, un saldo inferiore di euro 89.881 migliaia rispetto al saldo di euro 609.152 migliaia registrato nel precedente esercizio 2014. Di seguito, in dettaglio i ricavi delle vendite e delle prestazioni:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
<b>Vendita energia idroelettrica a terzi</b>	<b>4.337</b>	<b>4.444</b>
- a GSE (Art 13)	4.337	4.444
<b>Vendita energia elettrica fotovoltaico</b>	<b>156</b>	<b>149</b>
<b>PPA</b>	<b>120.288</b>	<b>146.440</b>
- <i>Toller (Power Purchase Agreement Idroelettrico)</i>	120.288	146.440
<b>Vendita calore</b>	<b>78</b>	<b>-</b>
<b>MSD passante</b>	<b>(313)</b>	<b>(72)</b>
- MSD Toller	(313)	(72)
Ricavi per riadd. MROD/MROA	(313)	(72)
<b>Gestione San Filippo Impianto essenziale</b>	<b>181.287</b>	<b>183.745</b>
Vendita energia MGP	31.021	39.373
Vendita energia M	635	3.012
Proventi netti Terna MGP	-	21
MSD (no <i>capacity</i> )	148.727	139.485
Capacity	1.105	1.265
Proventi netti Terna MSD	(200)	590
<b>Altre vendite</b>	<b>-</b>	<b>37</b>
<b>Total Ricavi di Vendita</b>	<b>305.833</b>	<b>334.743</b>
<b>TOLLING</b>	<b>87.253</b>	<b>102.614</b>
- <i>Toller (Tolling Agreement )</i>	87.253	102.614
<b>Ricavi da riaddebiti a Toller</b>	<b>3.064</b>	<b>3.508</b>
- Prelievi termoelettrici (vedi voce 25)	3.043	3.370
- Prelievi idroelettrici (vedi voce 25)	21	138
<b>Totale</b>	<b>90.316</b>	<b>106.123</b>
<b>Altre Vendite e Prestazioni</b>	<b>3.330</b>	<b>2.278</b>
- Altre vendite e prestazioni diverse	787	700
- Riaddebito personale distaccato	2.543	1.577
- Ricavi per prestazioni di logistica	-	-
di cui prestazioni di logistica quota variabile (vedi voce 25)	-	-
di cui per prestazioni di logistica quota fissa <i>fee</i>	-	-
<b>A.1 Totale Ricavi delle Vendite e Prestazioni</b>	<b>399.480</b>	<b>443.144</b>
<b>A.5 Altri ricavi operativi</b>	<b>119.792</b>	<b>166.008</b>
- di cui altri (sopravvenienze)	3.396	25.423
- di cui reintegro costi Unità essenziali	116.396	140.586
<b>Total Ricavi</b>	<b>519.271</b>	<b>609.152</b>

Nel totale Ricavi i ricavi verso la consociata A2A Trading S.r.l. sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>PPA</b>			
- Toller (Power Purchase Agreement Idroelettrico)	120.288	146.440	(26.152)
<b>Altre vendite</b>	-	7	(7)
<b>TOLLING</b>			
- Toller (Tolling Agreement Termoelettrico)	87.253	102.614	(15.361)
<b>Ricavi da riaddebiti a Toller</b>			
- Prelievi termoelettrici (vedi voce 25)	3.043	3.370	(327)
- Prelievi idroelettrici (vedi voce 25)	21	138	(118)
<b>Altre Vendite e Prestazioni</b>			
- Altre vendite e prestazioni diverse	12	-	12
- Riaddebito personale distaccato	105	-	105
- Prestazioni personale	-	-	0
- Fotovoltaico	156	97	59
- MROD da Terna	-	(72)	72
- vendita CO2	-	15	(15)
<b>A.1 Totale Ricavi delle Vendite e Prestazioni</b>	<b>210.877</b>	<b>252.609</b>	<b>(41.848)</b>
- di cui altri sopr ordin e MSD e riaddebiti a Toller	-	256	(256)
- altre vendite	485	6.204	(5.719)
- Riaddebito personale distaccato	103	-	103
<b>A.5 Totale altri ricavi operativi</b>	<b>588</b>	<b>6.460</b>	<b>(5.873)</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>211.465</b>	<b>259.070</b>	<b>(47.605)</b>

Nel totale Ricavi i ricavi verso la controllante A2A SpA sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Altre Vendite e Prestazioni</b>			
- Prestazioni personale	1.602	1.219	383
- vendita materiali	-	15	(15)
<b>A.1 Totale Ricavi delle Vendite e Prestazioni</b>	<b>1.602</b>	<b>1.234</b>	<b>368</b>
- riaddebiti spese per servizi	-	147	
- vendita materiali	-	77	(77)
<b>A.5 Totale altri ricavi operativi</b>	<b>-</b>	<b>224</b>	<b>(224)</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>1.602</b>	<b>1.458</b>	<b>143</b>

Nel totale Ricavi i ricavi verso la consociata A2A Reti Gas SpA sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Altre Vendite e Prestazioni</b>			
- Prestazioni personale	8	-	8
<b>A.1 Totale Ricavi delle Vendite e Prestazioni</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>8</b>
- riaddebiti spese per servizi	-	-	
- vendita materiali	-	-	0
<b>A.5 Totale altri ricavi operativi</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>8</b>

Nel totale Ricavi i ricavi verso la consociata A2A Energia SpA sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
- fornitura energia elettrica	-	557	(557)
- riaddebiti vari	1	20	(19)
<b>A.5 Totale altri ricavi operativi</b>	<b>1</b>	<b>577</b>	<b>-</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>1,00</b>	<b>577</b>	<b>(576)</b>

Nel totale Ricavi i ricavi verso la consociata Abruzzo Energia SpA sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Altre Vendite e Prestazioni</b>			
- Prestazioni personale	64	43	21
<b>A.1 Totale Ricavi delle Vendite e Prestazioni</b>	<b>64</b>	<b>43</b>	<b>21</b>
- Riaddebiti vari	-	3	-
<b>A.5 Totale altri ricavi operativi</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>64</b>	<b>46</b>	<b>18</b>

Nel totale Ricavi i ricavi verso la consociata A2A Ambiente SpA sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Altre Vendite e Prestazioni</b>			
- vendita materiali	-	-	0
- Prestazioni personale	766	315	451
<b>A.1 Totale Ricavi delle Vendite e Prestazioni</b>	<b>766</b>	<b>315</b>	<b>451</b>
- riaddebiti vari	82	11	71
<b>A.5 Totale altri ricavi operativi</b>	<b>82</b>	<b>11</b>	<b>71</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>848</b>	<b>326</b>	<b>522</b>

#### Ricavi delle vendite e delle prestazioni – euro 399.480 migliaia

Il valore dell'energia elettrica relativa al Power Purchase Agreement è pari a euro 120.288 migliaia, così composto:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Power Purchase Agreement</b>			
Corrispettivo energia	133.094	240.646	(107.552)
Corrispettivo di sbilanciamento	250	276	(26)
Conguaglio variabilità idrica	9.744	(78.343)	88.087
Conguaglio PPA	(22.800)	(16.139)	(6.661)
<b>Totale</b>	<b>120.288</b>	<b>146.440</b>	<b>(26.152)</b>
di cui v/Consociata A2A Trading	120.288	146.440	(26.152)

Il PPA, entra in vigore dal 24 maggio 2012 e prevede corrispettivi basati sulla produzione effettuata. Il rischio/opportunità legato alla effettiva disponibilità della risorsa idrica (piovosità), da cui dipende la produzione, è mitigato dal meccanismo di conguaglio annuale che limita la variazione del canone annuo per ciascuna unità di produzione ad un intervallo di oscillazione.

Esaminando il complesso di corrispettivo energia più conguaglio variabilità idrica nei due esercizi si evidenzia una diminuzione di euro 19.523 migliaia.

Nel corso dell'esercizio 2015 sono conseguiti ricavi per euro 87.253 migliaia nell'ambito dei servizi di trasformazione del combustibile in energia elettrica (*Tolling Agreement*) in diminuzione di euro 15.362 migliaia rispetto lo scorso esercizio.

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b><i>Tolling Agreement</i></b>			
Ricavi da disponibilità	170.818	188.938	(18.120)
Ricavi da trasformazione	5.276	2.772	2.504
Ricavi da start – up	3.083	1.937	1.146
Corrispettivo di sbilanciamento	(75)	(160)	85
Conguagli <i>Tolling</i>	(91.849)	(70.874)	(20.975)
Rischi su Tolling	-	(20.000)	20.000
<b>Totale</b>	<b>87.253</b>	<b>102.614</b>	<b>(15.361)</b>
di cui verso la Consociata A2A Trading	87.253	102.614	(15.361)

La diminuzione dei ricavi *Tolling* per complessivi euro 15.361 migliaia è riconducibile:

- per euro 18.120 migliaia a minori canoni previsti contrattualmente nei due esercizi;
- per euro 20.975 migliaia principalmente per maggiori conguagli in ragione di una marcata riduzione dei costi e degli oneri finanziari rispetto all'esercizio 2014;

La diminuzione viene compensata per euro 20.000 migliaia dall'utilizzo del fondo rischi accantonato nell'anno 2014 per la ricontrattualizzazione della tolling fee di Turbigo e Tusciano.

I ricavi per il riaddebito al *Toller* di costi sostenuti per i prelievi idroelettrici e termoelettrici, corrispondono a costi sostenuti dalla Società.

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Ricavi da riaddebiti a <i>Toller</i></b>			
Ex sbilanciamenti termoelettrici	3.043	3.370	(327)
Ex sbilanciamenti idroelettrici	21	138	(118)
<b>Totale</b>	<b>3.064</b>	<b>3.508</b>	<b>-444</b>
di cui v/Consociata A2A Trading - Prelievi termoelettrici	3.043	3.370	(327)
di cui v/Consociata A2A Trading- Prelievi idroelettrici	21	138	(118)

La spaccatura per area geografica dei ricavi non viene evidenziata in quanto non significativa per la Società.

Nel corso dell'esercizio 2015 sono stati conseguiti ricavi per euro 181.287 migliaia nell'ambito della gestione delle unità di produzione della centrale di San Filippo del Mela in regime di impianto essenziale, con un decremento di euro 2.458 migliaia rispetto al saldo del precedente esercizio di euro 183.745 migliaia. I ricavi derivanti dalla gestione dell'impianto essenziale si sono così formati :

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Gestione San Filippo Impianto Essenziale</b>			
Vendita energia MGP	31.021	39.373	(8.352)
Vendita energia MI	635	3.012	(2.377)
Proventi netti Terna MGP		21	(21)
MSD (no capacity)	148.727	139.485	9.242
Capacity	1.105	1.265	(160)
Proventi netti Terna MI		0	0
Proventi netti Terna MSD	(200)	590	(790)
<b>Totale</b>	<b>181.287</b>	<b>183.745</b>	<b>(2.458)</b>

A seguito della conclusione, con provvedimento del 30 dicembre 2010, del procedimento istruttorio I-721 avviato nel 2010 dall'AGCM, e della contestuale approvazione da parte dell'AEEGSI della richiesta di ammissione alla reintegrazione dei costi di generazione presentata da Edipower, avvenuta con delibera 247/10, a partire dal 1° gennaio 2011 la centrale di San Filippo del Mela è uscita dal perimetro del contratto di *Tolling* ed è stata gestita direttamente da Edipower, che ha curato l'approvvigionamento dei combustibili, delle quote di CO<sub>2</sub>, dei certificati verdi e la formulazione delle offerte sui mercati dell'energia nel rispetto dei vincoli imposti dalla disciplina definita dalla delibera 111/06. In particolare entrambi gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e 220 kV sono stati ammessi al regime di reintegro dei costi di generazione per gli anni 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015. Inoltre AEEGSI ha ammesso al regime di reintegro costi per tutto il 2015 l'impianto 150 kV e l'impianto 220 kV fino all'entrata del cavo prevista entro il 30 giugno 2016.

In data 30 dicembre 2014 la società Terna S.p.A. ha pubblicato l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l'anno 2015, confermando l'inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico. Con Deliberazione 453/2015/R/eel l'Autorità ha poi di fatto rinnovato il regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani oltre i 50 MW (esclusi i FER), come previsto dal D.L. 91/2014, aggiornando contestualmente il corrispettivo di reintegrazione dei costi di generazione.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha riconosciuto l'essenzialità del gruppo SFM 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo SFM 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo c.d. Sorgente-Rizziconi prevista entro il 30.06.2016 ai sensi della Deliberazione 654/2015/R/eel (Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023).

Il decremento di euro 2.458 migliaia rispetto allo scorso esercizio è principalmente riconducibile alla diminuzione dei ricavi conseguiti sul mercato in ragione dei minor ricavi unitari.

La centrale di Brindisi non è stata operativa nel corso del 2015, così come avvenuto nel 2014 e 2013.

#### **Altre vendite e prestazioni – euro 3.330 migliaia**

La voce ricavi per "altre vendite e prestazioni" è pari a euro 3.330 migliaia conseguiti nell'esercizio 2015 e registra un incremento di euro 1.052 migliaia rispetto a quanto conseguito nell'esercizio 2014 pari a euro 2.278 migliaia. In gran parte l'incremento si riferisce ai riaddebiti per costi di personale distaccato.

#### **Altri Ricavi operativi – euro 119.792 migliaia**

La voce "Altri ricavi Operativi" conseguiti nell'esercizio 2015 è pari a euro 119.792 migliaia. Il saldo risulta inferiore di euro 46.217 migliaia rispetto al saldo dello scorso esercizio 2014 che è stato di euro 166.008 migliaia.

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Sopravvenienze attive MSD (vedi voce 25)	-	24	(24)
Riaddebiti vari ai <i>Toller</i> ed altri	-	415	(415)
Vendita calore Piacenza (vedi voce 25)	-	61	(61)
Sopravvenienze attive ordinarie e altri ricavi	2.426	22.827	(20.401)
Affitti	29	260	(231)
Plusvalenze da alienazione cespiti	83	703	(619)
Tariffa incentivata fotovoltaico	857	1.034	(177)
Reintegro costi di generazione S.F.del Mela (Imp. Essenziale)	116.396	140.586	(24.190)
Ricavi da commesse a lungo termine	-	100	(100)
<b>Totale</b>	<b>119.792</b>	<b>166.008</b>	<b>(46.217)</b>

La voce “altri ricavi operativi” include principalmente lo stanziamento dell’importo di euro 116.396 migliaia per il reintegro dei costi di generazione sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela (Impianto essenziale) ai sensi della delibera 111/06. Il meccanismo di reintegro costi, previsto nella delibera suddetta, prevede che venga riconosciuta al titolare dell’impianto la differenza, se positiva, tra i costi variabili e fissi riconosciuti e i ricavi riconosciuti.

La variazione di euro 46.217 migliaia in diminuzione rispetto al precedente esercizio è dovuta in parte al fatto che nel precedente esercizio si è beneficiato del risarcimento per l’emergenza idrica dell’anno 2005 riconosciuto da Regione Lombardia, oltre alla riduzione dei ricavi correlati ai costi di generazione della centrale di S.F. del Mela che risultano a loro volta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2014.

Al 31 dicembre 2014 la voce “Altri Ricavi operativi” ammontava a euro 166.008 migliaia.

Si rammenta che a partire dall’esercizio 2013 gli importi relativi alla liberazione di fondi rischi con il riversamento d’eccedenze, vengono imputati in deduzione degli accantonamenti dell’esercizio nella voce “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”.

Nel totale “Altri Ricavi Operativi”, i ricavi verso la consociata A2A Trading sono così suddivisi per tipologia :

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Vendite certificati verdi	-	6.204	(6.204)
Riaddebiti vari ai <i>Toller</i>	-	199	(199)
Riaddebiti servizi MSD (vedi voce 25)	-	-	0
Sopravvenienze attive ordinarie e altri ricavi	83	57	26
<b>Totale altri ricavi</b>	<b>83</b>	<b>6.460</b>	<b>(6.378)</b>

## 25) COSTI OPERATIVI – euro 297.197 migliaia

I costi operativi comprendono le seguenti voci :

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Costi per materie prime e di consumo	196.722	224.191	(27.469)
Costi per servizi	61.120	74.747	(13.627)
<b>Totale costi per materie prime e servizi</b>	<b>257.842</b>	<b>298.938</b>	<b>(41.096)</b>
Godimento beni di terzi	3.401	1.600	1.801
Oneri diversi di gestione	35.263	46.104	(10.841)
Altri oneri	691	200	491
<b>Totale altri costi operativi</b>	<b>39.355</b>	<b>47.904</b>	<b>(8.549)</b>
<b>Totale costi operativi</b>	<b>297.197</b>	<b>346.842</b>	<b>(49.645)</b>

**Costi per materie prime e di consumo – euro 196.722 migliaia**

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Acquisti energia elettrica</b>	<b>5.363</b>	<b>6.170</b>	<b>(807)</b>
- riaddebitate ai <i>Toller</i> (vedi voce 24)	5.363	3.509	1.854
- competenza Edipow er	-	2.662	(2.662)
<b>Gestione San Filippo Impianto essenziale</b>	<b>175.561</b>	<b>192.852</b>	<b>(17.291)</b>
Combustibili a magazzino e oneri accessori	148.622	159.065	(10.443)
Mercato MI	4.032	7.626	(3.594)
Acquisti di energia ex sbilanciamenti	3.562	6.329	(2.767)
Acquisto CO <sub>2</sub>	15.941	7.865	8.076
Acquisti certificati verdi	3.306	11.914	(8.608)
Acquisti GME MGP/MI	28	10	17
Acquisti GME MSD	71	43	28
<b>Gestione Brindisi</b>	<b>54</b>	<b>365</b>	<b>(311)</b>
Acquisti di energia ex sbilanciamenti	-	665	(665)
Combustibili a magazzino e oneri accessori	54	(326)	380
Carbone non a magazzino	-	26	
<b>Acquisti GME MSD Edipow er</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>(10)</b>
<b>Altre forniture e forniture di materiali e apparecchi</b>	<b>5.900</b>	<b>6.289</b>	<b>(389)</b>
<b>Costi per materie prime capitalizzati</b>	<b>-</b>	<b>(11)</b>	<b>11</b>
<b>Altre Utilities</b>	<b>358</b>	<b>1.231</b>	<b>(873)</b>
<b>Variazione rimanenze di materie prime e di consumo</b>	<b>9.486</b>	<b>17.285</b>	<b>(7.799)</b>
Materiali e apparecchi	(17)	888	(905)
Svalutazione materiali e apparecchi obsoleti	1.903	5.875	(3.972)
Rilascio fondo obsolescenza magazzino	-	(16)	16
Giacenze combustibili per produzione termo	7.050	10.521	(3.471)
di cui San Filippo del Mela	3.497	7.687	(4.191)
di cui Brindisi	3.393	12	3.381
di cui altri	161	6	155
di cui Brindisi svalutazione	-	2.816	(2.816)
Altre scorte	550	16	533
<b>Totale</b>	<b>196.722</b>	<b>224.191</b>	<b>(27.469)</b>

Il decremento dei costi di materie prime di euro 27.469 migliaia è sostanzialmente riconducibile per euro 17.291 migliaia ai minori costi sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela relativamente a minori oneri per combustibile, oneri sul mercato elettrico e oneri ambientali. Tali minori oneri si sommano ai costi cessanti di Brindisi e alle svalutazioni di materiali dello scorso esercizio.

Nel totale "Costi per materie prime e di consumo" i costi verso la consociata A2A Trading S.r.l. sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Acquisto CO <sub>2</sub>	15.941	8.225	7.716
Acquisti certificati verdi	3.306	11.910	(8.604)
Carbone non a magazzino	-	26	-
<b>Totale</b>	<b>19.247</b>	<b>20.161</b>	<b>(915)</b>

Nel totale "Costi per materie prime e di consumo" i costi verso la consociata A2A Energia S.p.A. sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Acquisti energia elettrica	34	13.164	(13.131)
<b>Totale</b>	<b>34</b>	<b>13.164</b>	<b>(13.131)</b>

### Costi per servizi – euro 61.120 migliaia

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Appalti e servizi	29.188	42.132	(12.943)
Manutenzioni e riparazioni	2.699	1.518	1.181
Spese per acqua, luce e gas di competenza Edipower	-	133	(133)
Servizio di vigilanza immobili e pulizia locali	2.238	2.574	(336)
Prestazioni professionali	2.684	4.494	(1.810)
Revisione contabile	119	116	3
Organismo di vigilanza	-	18	(18)
Collegio sindacale	110	110	0
Riaddebito costi di personale	3.629	2.251	1.378
Spese telefoniche	864	354	509
Spese postali	1	8	(8)
Assicurazioni	7.370	9.489	(2.119)
Spese per servizi assistenza informatica	2.717	3.792	(1.075)
Smaltimento rifiuti, ceneri pericolose, fanghi	2.046	1.916	131
Spese di trasferta	2.256	2.048	208
Corrispettivo servizio di misura (art.4)	-	21	(21)
Altri servizi	5.198	3.771	1.427
<b>Totale</b>	<b>61.120</b>	<b>74.747</b>	<b>(13.627)</b>

Il decremento di euro 13.627 migliaia è essenzialmente riconducibile al minore esercizio degli impianti, a minori oneri per assicurazioni e prestazioni professionali rettificate maggiori riaddebiti per costi per personale distaccato.

Nel totale "Costi per Servizi" i costi verso le Società del Gruppo A2A sono così suddivisi per tipologia :

verso A2A S.p.A.

Nel totale "Costi per Servizi" i costi verso le Società del Gruppo A2A sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Servizi centralizzati	5.536	11.751	(6.215)
Prestazioni professionali	213	-	213
Riaddebito costi di personale	2.689	898	1.791
Assicurazioni	7.348	9.467	(2.119)
Spese per servizi assistenza informatica	2.717	-	2.717
Altri servizi	2.469	-	2.469
<b>Totale verso A2A S.p.A.</b>	<b>20.971</b>	<b>22.116</b>	<b>(1.145)</b>

verso A2A Trading S.r.l.

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Servizi centralizzati	-	1	(1)
Riaddebito costi di personale	928	1.353	(425)
Calore Piacenza (vedi voce 24)	-	61	(61)
<b>Totale verso A2A Trading S.r.l.</b>	<b>928</b>	<b>1.415</b>	<b>(487)</b>

verso Selene S.p.A.

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Servizi centralizzati	1.506	1.541	(36)
<b>Totale verso Selene S.p.A.</b>	<b>1.506</b>	<b>1.541</b>	<b>- 36</b>

### Godimento beni di terzi - euro 3.401 migliaia

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Canoni di noleggio	2.533	1.531	1.002
Affitti e locazioni di fabbricati	316	65	251
Altri canoni	552	4	548
<b>Totale</b>	<b>3.401</b>	<b>1.600</b>	<b>1.801</b>

La voce godimento beni di terzi presenta un saldo di euro 3.401 migliaia un importo superiore di euro 1.801 migliaia rispetto al saldo del precedente esercizio 2014 che era di euro 1.600 migliaia.

**Oneri diversi di gestione – 35.263 migliaia**

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Sopravvenienze passive MSD (alla voce 24)	-	24	(24)
Sopravvenienze passive	2.520	7.736	(5.216)
Totale altre imposte e tasse indirette	12.451	12.068	382
- imposta comunale sugli immobili (IMU)	10.920	10.895	25
- imposta sull'emissioni di anidride solforosa	168	108	60
- imposte varie	1.364	1.065	298
Canoni derivazione acqua	17.268	19.742	(2.474)
Contributi per convenz. locali, riqualificazione ambientale	-	67	(67)
Contributo all'AEEG	124	160	(36)
Contributi associativi e diversi	423	1.036	(613)
Contributi di utilità sociale, elargizioni	-	1	(1)
Spese di rappresentanza e omaggi	-	29	(29)
Penalità contrattuali	-	4.554	(4.554)
Altre spese diverse	2.478	686	1.791
<b>Totale</b>	<b>35.263</b>	<b>46.104</b>	<b>(10.841)</b>

Il decremento nel saldo della voce oneri diversi di gestione rispetto al precedente esercizio è pari a euro 10.841 migliaia. Questa differenza è sostanzialmente attribuibile alle penalità contrattuali sostenute nel 2014 per circa euro 4.523 migliaia in seguito alla risoluzione di un contratto di manutenzione a lungo termine con un fornitore. Inoltre, la diminuzione è in parte relativa a minori sopravvenienze passive per euro 5.216 migliaia e minori canoni di derivazione acqua pubblica per circa euro 2.474 migliaia. Rispetto allo scorso esercizio gli oneri per IMU sono sostanzialmente invariati, mentre si evidenzia che la voce imposte varie include oneri per TASI di euro 798 migliaia.

Nel totale della voce “Oneri diversi di Gestione” i costi verso le Società controllante A2A SpA. sono così suddivisi per tipologia:

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Costi riaddebitati (alla voce 24)			
- sopravvenienze passive MSD	-	5	(5)
- sopravvenienze passive MSD	617	-	617
Altre spese diverse	313	-	313
<b>Totale</b>	<b>929</b>	<b>0</b>	<b>929</b>

Nel totale della voce “Oneri diversi di Gestione” i costi verso la Società A2A Trading S.r.l. non riportano per l’esercizio 2015 alcun valore, mentre nel precedente esercizio 2014 la voce indicava un valore di euro 5 migliaia.

**Altri oneri - euro 691 migliaia**

<i>(in migliaia di euro)</i>	<b>Esercizio 2015</b>	<b>Esercizio 2014</b>	<b>Variazioni</b>
Minusvalenze	691	200	<b>491</b>
<b>Totale</b>	<b>691</b>	<b>200</b>	<b>491</b>

**26) Costi per il personale – euro 47.845 migliaia**

Il costo del personale dell’esercizio 2015 è pari a euro 47.845 migliaia, con un decremento di euro 14.300 migliaia rispetto al valore registrato nell’esercizio 2014 (di euro 62.145 migliaia).

Il decremento dei costi per il personale deriva in gran parte dalla presenza nel 2014 di oneri per mobilità ed incentivi all’esodo per circa euro 10.417 migliaia.

Il decremento del costo del lavoro pro-capite deriva anche dalla riduzione nella consistenza media.

La consistenza per categoria di appartenenza è riportata nella tabella seguente:

Categoria	Consistenza media al 31 dicembre 2015	Consistenza media al 31 dicembre 2014	Consistenza al 31 dicembre 2015	Consistenza al 31 dicembre 2014
Dirigenti	13,0	15,6	12	15
Quadri	48,0	52,6	46	48
Impiegati	381,6	421,1	354	388
Operai	194,4	224,7	186	204
<b>Totale</b>	<b>637,0</b>	<b>714,0</b>	<b>598</b>	<b>655</b>

**27) Margine operativo lordo – euro 174.229 migliaia**

Alla luce delle dinamiche sopra delineate, il “margini operativo lordo” è pari a euro 174.229 migliaia (euro 200.164 migliaia nel 2014).

28) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni – euro 275.643 migliaia

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
Quote di ammortamento del periodo:			
- Diritti di brevetto industriale e opere ingegno	1.692	2.211	(519)
<b>Totale ammortamento immobilizzazioni immateriali</b>	<b>1.692</b>	<b>2.211</b>	<b>(519)</b>
- Fabbricati	10.928	13.747	(2.819)
- Impianti e macchinario	88.069	108.341	(20.273)
- Decommissioning	8.474	3.528	4.946
- Attrezzature industriali e commerciali	631	397	234
- Altri beni	725	344	381
<b>Totale ammortamento immobilizzazioni materiali</b>	<b>108.826</b>	<b>126.358</b>	<b>(17.531)</b>
<b>Totale ammortamenti</b>	<b>110.519</b>	<b>128.569</b>	<b>(18.051)</b>
<b>Svalutazioni immobilizzazioni materiali</b>	<b>161.221</b>	<b>48.005</b>	<b>113.216</b>
<b>Totale ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>271.740</b>	<b>176.575</b>	<b>95.165</b>
<b>Svalutazione crediti commerciali</b>	<b>51</b>	<b>98</b>	<b>(47)</b>
- accantonamenti fondo vertenze in corso	115	3.174	(3.059)
- accantonamenti fondo rischi altri	14.116	18.727	(4.611)
- accantonamento fondo spese future	-	660	(660)
- riversamenti eccedenze fondo vertenze in corso	(92)	(10.908)	10.816
- riversamenti eccedenze fondo rischi altri	(10.240)	(12.814)	2.574
- riversamenti fondo spese future	(46)	-	(46)
<b>Totale accantonamenti per rischi</b>	<b>3.852</b>	<b>(1.161)</b>	<b>5.013</b>
<b>Totale ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti</b>	<b>275.643</b>	<b>175.511</b>	<b>100.132</b>

L'incremento della voce ammortamenti e svalutazioni è pari a euro 95.165 migliaia ed è riconducibile a:

- Minori ammortamenti per euro 18.051 migliaia, derivanti in gran parte dalla rideterminazione della vita utile degli impianti CCGT a far data dal 1° luglio 2014.
- maggiori svalutazioni derivanti principalmente dagli esiti dei risultati degli *impairment* test effettuati nell'esercizio. Di seguito il dettaglio delle svalutazioni effettuate nell'esercizio:

(in migliaia di euro)	Svalutazioni
Centrale Chivasso impianto 800MW (svalutazione da <i>impairment test</i> )	90.000
Centrale San Filippo del Mela (svalutazione da <i>impairment test</i> )	61.733
Decommissioning centrale termo Brindisi	9.200
Centrale idro Ledruth UD	288
<b>Totale svalutazione immobilizzazioni</b>	<b>161.221</b>

Le svalutazioni rilevate nello scorso esercizio 2014 erano riferite ai gruppi 400 MW delle centrali di Sermide e Chivasso.

#### **Accantonamenti per rischi - euro 3.852 migliaia**

Gli accantonamenti al fondo rischi di euro 3.852 sono esposti al netto di riversamenti per l'eccedenza di fondi accantonati in esercizi precedenti e stimati non più necessari. Nell'esercizio 2015 si rilevano maggiori accantonamenti rispetto al precedente esercizio per l'importo di euro 5.013 migliaia.

Gli accantonamenti si riferiscono essenzialmente ad adeguamenti del fondo rischi ed oneri effettuati nel periodo. In particolare i rischi coperti sono di tipo ambientale, danni biologici, danni a colture, controversie di lavoro, canoni derivazioni acque, IMU e ripristino aree e siti industriali.

Gli accantonamenti riflessi in bilancio sono meglio descritti nel paragrafo relativo ai fondi.

#### **29) Risultato operativo netto - euro (101.414) migliaia**

Il "risultato operativo netto" dell'esercizio è risultato negativo per euro 101.414 migliaia, un importo inferiore di euro 126.067 migliaia rispetto al risultato del precedente esercizio chiuso al 31 dicembre 2014, positivo per euro 24.653 migliaia.

#### **32) Risultato da transazioni non ricorrenti – euro 0**

<i>(in migliaia di euro)</i>	<b>Esercizio 2015</b>	<b>Esercizio 2014</b>	<b>Variazioni</b>
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	990	(990)
<b>Totale risultato da transazioni non ricorrenti</b>	<b>-</b>	<b>990</b>	<b>(990)</b>

Il risultato da transazioni non ricorrenti dello scorso esercizio pari a euro 990 migliaia si riferiva alle plusvalenze derivanti da due cessioni di rami d'azienda da Edipower S.p.A. avvenute in data 1°gennaio 2014 nei confronti di:

- A2A S.p.A. per cessione rapporti di lavoro con 79 dipendenti
- A2A Trading S.r.l. per cessione rapporti di lavoro con 25 dipendenti

### 30) Gestione finanziaria - euro (8.989) migliaia

(in migliaia di euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazioni
<b>Proventi finanziari da crediti iscritti nelle attività non correnti</b>			
- Interessi su prestiti al personale	2	2	-
- Interessi su depositi cauzionali	-	3	(3)
<b>Totale altri proventi finanziari da crediti iscritti nelle attività non correnti</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>(3)</b>
<b>Proventi finanziari da crediti iscritti nelle attività correnti</b>			
a) su conti correnti bancari	19	318	(299)
b) su altri crediti	-	2	(2)
<b>Totale altri proventi finanziari da crediti iscritti nelle attività correnti</b>	<b>19</b>	<b>320</b>	<b>(302)</b>
<b>Differenze positive di cambio</b>	<b>76</b>	<b>-</b>	<b>76</b>
<b>Totale proventi finanziari</b>	<b>96</b>	<b>325</b>	<b>(229)</b>
<b>Oneri da passività finanziarie:</b>			
- Commissioni bancarie	(7)	-	(7)
- Interessi passivi su finanziamento da controllante	(7.105)	(21.387)	14.283
- Interessi di mora verso collegate	-	(4)	4
- Altri interessi passivi	(350)	(273)	(77)
- Perdite su cambi	(77)	(5)	(72)
- Oneri finanziari fondi quiescenza e TFR	(531)	(1.129)	598
- Oneri finanziari decommissioning	(1.017)	(1.970)	954
<b>Totale oneri da passività finanziarie</b>	<b>(9.086)</b>	<b>(24.769)</b>	<b>15.683</b>
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>(9.086)</b>	<b>(24.769)</b>	<b>15.683</b>
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(8.989)</b>	<b>(24.444)</b>	<b>15.455</b>

### Altri proventi finanziari – euro 96 migliaia

Il saldo complessivo dei proventi finanziari di euro 96 migliaia è inferiore rispetto all'esercizio 2014 di euro 229 migliaia.

La differenza è dovuta a minori proventi finanziari sulla liquidità per il decremento dei tassi e in particolare anche per la minore liquidità media dell'esercizio.

### Oneri finanziari – euro (9.086) migliaia

Gli oneri finanziari a carico dell'esercizio 2015 ammontano a euro 9.086 migliaia con la diminuzione di euro 15.683 migliaia rispetto al saldo di euro 24.769 migliaia del 2014. La diminuzione è quasi interamente riconducibile ad un minor debito finanziario medio nei due esercizi. Il finanziamento dalla controllante di euro 660 milioni erogato al 31.12.2013 è stato in parte rimborsato nel corso dello scorso esercizio 2014 (per euro 262.000) e prevede il rimborso del residuo debito di euro 398 milioni in un'unica soluzione al 31 dicembre 2017.

Il prestito dalla controllante A2A S.p.A. ha comportato interessi passivi nell'esercizio per un totale complessivo di euro 7.105 migliaia.

### 31) Oneri / proventi per imposte sui redditi

Si premette che ai fini dell'IRES la società ha aderito al cd. "consolidato nazionale" di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86, con la controllante A2A S.p.A. (già Aem S.p.A.). A tal fine è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Le imposte anticipate e differite ai fini dell'IRES non vengono trasferite alla controllante e vengono fatte transitare nel Conto economico della

società ogni qualvolta vi è un'effettiva divergenza tra reddito imponibile fiscale e utile civilistico, dovuta alla presenza di eventuali differenze temporanee.

Pertanto nel seguito si darà separata indicazione del cd. "provento/onere da consolidato", riferito appunto alle regolazioni relative ai rapporti intercorrenti con la controllante, in luogo dell'IRES corrente, e dell'IRES differita.

L'IRAP, sia corrente che differita, è sempre presente nel Conto economico della società, in quanto non influenzata dal consolidato fiscale.

Al 31 dicembre 2015 i proventi/oneri e le imposte differite relative alle poste IRES e le imposte sul reddito dell'esercizio (IRAP) sono pari a -8.910 migliaia di euro, al netto delle componenti contabilizzate a patrimonio netto, (56.968 migliaia di euro alla fine dell'esercizio precedente) e sono così distinte:

- -17.561 migliaia di euro per provento di consolidamento corrente, derivante dal trasferimento alla controllante della perdita fiscale dell'esercizio, contabilizzato a Conto Economico;
- 259 migliaia di euro per onere di consolidamento corrente, derivante dal trasferimento alla controllante dell'utile fiscale dell'esercizio, contabilizzato a Patrimonio Netto;
- 174 migliaia di euro per imposte relative a esercizi precedenti;
- 94.446 migliaia di euro per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP;
- -86.228 migliaia di euro per imposte differite passive a titolo di IRES e IRAP.

Il provento di consolidamento corrente costituisce la remunerazione da corrispondere alla controllante per il versamento delle imposte sul reddito trasferito dalla società. Tale onere è determinato in misura pari all'aliquota IRES del 27,5%, attualmente vigente, applicata sul reddito trasferito.

L'ammontare complessivo dell'IRAP è stato determinato assoggettando il valore netto della produzione, opportunamente rettificato tramite le variazioni in aumento e in diminuzione previste dalla normativa fiscale. In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 4, comma 2, del D.Lgs. n. 446, la determinazione dell'IRAP è stata calcolata in base alla ripartizione territoriale della base imponibile in funzione della regione di produzione: Lombardia Piemonte e Friuli Venezia Giulia (aliquota 4,20%) Campania (aliquota 4,97%) ed Emilia Romagna Puglia Sicilia Abruzzo (aliquota 5,12%).

Le imposte differite sono iscritte a Conto economico al fine di rappresentare il carico fiscale di competenza dell'esercizio, tenuto conto degli effetti fiscali relativi alle differenze temporanee nella tassazione.

Si segnala che la società, ai sensi dell'art. 96 del D.P.R. 917/86, possiede eccedenze di ROL, non trasferite al consolidato fiscale; su dette eccedenze, che costituiscono un beneficio potenziale per la società, non sono state stanziate imposte anticipate.

A seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,50% dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016, nel presente bilancio si è provveduto ad adeguare la consistenza della fiscalità anticipata e differita alla nuova aliquota (24%).

Di seguito si riportano i prospetti esplicativi della determinazione delle imposte IRAP, dei proventi/oneri di consolidamento e delle imposte correlate all'IRES sia correnti che di competenza dell'esercizio, nonché i prospetti di riconciliazione tra l'onere fiscale da bilancio e l'onere fiscale teorico, come stabilito dai principi contabili.

(Migliaia di euro)

**IRES - Proventi/oneri di consolidamento determinati sul reddito imponibile**

Risultato ante imposte	-110.403
Variazioni operate in applicazione di norme tributarie	47.487
Reddito imponibile	-62.917
Provento/onere da consolidamento (al 27,5%)	-17.302
Remunerazione IP/ROL	0
Provento/onere a Conto Economico	-17.561
Provento/onere a Patrimonio Netto	259
Provento/onere complessivo da consolidamento	-17.302

(Migliaia di euro)

**IRAP - Determinazione sul valore della produzione**

Valore netto della produzione	111.364
Variazioni operate in applicazione della normativa IRAP	-141.673
Reddito imponibile	-30.308
IRAP	0

## DETERMINAZIONE PROVENTI/ONERI E IMPOSTE DELL'ESERCIZIO

(Migliaia di euro)

IRES corrente sul reddito dell'esercizio		<b>-17.561</b>
IRES da esercizi precedenti		<b>174</b>
-Imposte IRES differite attive per differenze temporanee dell'esercizio	-54.830	
+ Adeguamento crediti per imposte anticipate	72.414	
+/- Rettifiche di esercizi precedenti	1.206	
+ Rigiro imposte differite attive per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	75.254	
<b>TOTALE IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE</b>		<b>94.043</b>
+Imposte IRES differite passive per differenze temporanee dell'esercizio	14.568	
- Adeguamento fondo imposte differite	-61.229	
+/- Rettifiche di esercizi precedenti	-518	
- Rigiro imposte differite passive per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	-36.941	
<b>TOTALE IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE</b>		<b>-84.121</b>
= Imposte IRES di competenza dell'esercizio		<b>-7.465</b>

## DETERMINAZIONE IRAP DI COMPETENZA DELL'ESERCIZIO

(Migliaia di euro)

IRAP corrente sul reddito dell'esercizio		<b>0</b>
IRAP da esercizi precedenti		
-Imposte IRAP differite attive per differenze temporanee dell'esercizio	-9.412	
+ Adeguamento crediti per imposte anticipate	-	
+/- Rettifiche di esercizi precedenti	-876	
+ Rigiro imposte differite attive per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	10.690	
<b>TOTALE IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE</b>		<b>402</b>
+Imposte IRAP differite passive per differenze temporanee dell'esercizio	2.549	
- Adeguamento fondo imposte differite	-	
+/- Rettifiche di esercizi precedenti	3	
- Rigiro imposte differite passive IRAP per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	-4.659	
<b>TOTALE IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE</b>		<b>-2.107</b>
= Imposte IRAP di competenza dell'esercizio		<b>-1.705</b>

## **IRES- RICONCILIAZIONE TRA ONERE FISCALE EFFETTIVO E TEORICO**

(Migliaia di euro)

Risultato prima delle imposte	-110.403	
Onere fiscale teorico (27,5%)		zero
Differenze permanenti	19.045	
Risultato prima delle imposte rettificato dalle differenze permanenti	-91.358	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	228.458	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-60.698	
Rigiro differenze temporanee	-139.319	
Imponibile fiscale	-62.917	
Oneri da consolidamento sul reddito dell'esercizio		-17.302
Provento/onere a Conto Economico	-17.561	
Provento/onere a Patrimonio Netto	259	
Oneri da consolidamento netto complessivo		-17.302

## **IRAP- RICONCILIAZIONE TRA ONERE FISCALE EFFETTIVO E TEORICO**

(Migliaia di euro)

Differenza tra valore e costi della produzione	111.364	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	11.125	
Totale	122.489	
Onere fiscale teorico (4,2%)		5.145
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi		
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi		
Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	152.798	
Imponibile IRAP	-30.309	
IRAP corrente sul reddito dell'esercizio		0

Di seguito, si riporta la tabella aggregata delle imposte differite e anticipate IRES e IRAP.  
(Migliaia di euro)

	<b>Bilancio</b> <b>31/12/2015</b>	<b>Bilancio</b> <b>31/12/2014</b>
<b>Passività per Imposte differite:</b>		
Differenze di valore delle Immobilizzazioni materiali	79.597	85.549
Differenze di valore delle Immobilizzazioni materiali in passività destinate alla vendita	-49.257	
Avviamento	9.288	10.643
Altre imposte differite	0	0
Imposte differite da FTA	448.043	526.965
Imposte differite a Patrimonio Netto	1.747	1.874
<b>Totale fondo imposte differite (A)</b>	<b>489.419</b>	<b>625.030</b>
<b>Crediti per imposte anticipate:</b>		
Differenze di valore delle Immobilizzazioni materiali	518.285	547.647
Differenze di valore delle Immobilizzazioni materiali in attività destinate alla vendita	-30.580	
Avviamento	176.341	228.927
Fondi tassati	10.035	20.325
Altre imposte anticipate	4.095	6.302
Altre imposte anticipate in attività destinate alla vendita	-11	
Imposte anticipate a Patrimonio Netto	6.452	7.718
<b>Totale crediti per imposte anticipate (B)</b>	<b>684.617</b>	<b>810.920</b>
<b>Fondo imposte differite al netto dei crediti per imposte anticipate</b>	<b>-195.198</b>	<b>-185.890</b>

### 32) Risultato netto dell'esercizio

Il risultato, al netto delle imposte dell'esercizio, risulta negativo per euro 110.403 migliaia (utile per euro 1.199 migliaia al 31 dicembre 2014).

## Altre Informazioni

### Rischi Finanziari

#### Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in *commodities*

Per gli impianti che rientrano nel perimetro del contratto di *Tolling*, il rischio di mercato legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche e del cambio ad esse associato non ha un impatto sulle attività della Società in quanto trasferito interamente al *Toller*.

Le unità di produzione Brindisi 3, Brindisi 4, e San Filippo del Mela 3 e 4 non hanno effettuato alcuna produzione nell'anno 2015. Relativamente alla centrale di San Filippo del Mela, le modalità di riconoscimento della componente combustibili nei costi riconosciuti ai sensi della delibera 111/06, si traducono in una sostanziale sincronizzazione tra le quotazioni per il combustibile consumato e le quotazioni rilevanti ai fini della determinazione del riconoscimento della componente combustibili. Le dichiarazioni di essenzialità prodotte da Terna S.p.A. consentono di prevedere con buona approssimazione le produzioni mensili, e di conseguenza di cadenzare gli approvvigionamenti di combustibili con tempistiche ben aderenti ai consumi effettivi. Permangono due elementi di rischio non copribile, benché di effetto contenuto, che rappresentano quindi un rischio del tutto marginale:

- il riconoscimento della componente combustibili è agganciato alla media settimanale delle quotazioni dei prodotti energetici di riferimento, mentre i contratti di approvvigionamento combustibili sono, nella gran maggioranza dei casi, indicizzati alla media mensile delle quotazioni. Dato che il consumo di combustibile può variare notevolmente da una settimana all'altra, in periodi di volatilità delle quotazioni la media pesata – in base alle produzioni effettive - delle componenti combustibili settimanali può scostare dalla media mensile;
- la regola contabile adottata per il magazzino, ovverosia il costo medio ponderato, fa sì che il costo unitario del combustibile consumato in un mese si ottenga come media pesata di giacenze a magazzino all'inizio del mese, e acquisti effettuati nel corso del mese stesso. Di conseguenza, nei mesi in cui le quotazioni salgono, il costo contabile del consumato risentirà di un trascinamento dei costi unitari più bassi derivanti dalla chiusura di magazzino alla fine del mese precedente, e quindi il costo del consumato sarà inferiore al prezzo riconosciuto in base alla Delibera 111/06. Viceversa, nei mesi in cui le quotazioni scendono, l'influsso del valore elevato del magazzino del mese precedente farà sì che i costi contabili del consumato siano più elevati dei prezzi riconosciuti.

La Società ha inoltre adottato strategie di acquisto di certificati verdi e quote CO2 coerenti con le modalità di valorizzazione stabilite dall'AEEG nella disciplina degli impianti essenziali ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione; in particolare il fabbisogno di certificati verdi viene coperto approvvigionando progressivamente le quantità corrispondenti al fabbisogno annuo mensilizzato direttamente sulla piattaforma del GME o cogliendo eventuali opportunità migliorative attraverso contratti bilaterali; Il fabbisogno di quote di CO2 viene coperto attraverso la stipula di un contratto annuale con A2A Trading S.r.l. che prevede la consegna mensile di un quantitativo corrispondente alla produzione stimata, valorizzato con una formula analoga a quella prevista dall'AEEGSI.

## Rischio di tasso di interesse

La tipologia di rischio finanziario a cui la Società è esposta è sostanzialmente legata al rischio di fluttuazione dei tassi di interesse derivante dalla struttura a tasso variabile del finanziamento intercompany sottoscritto con la capogruppo A2A S.p.A. con decorrenza 31 dicembre 2013 e sul quale la Società non ha in essere strumenti di copertura.

Di seguito si illustrano i risultati di una simulazione ipotizzando per il 2015 e il 2014 un incremento / decremento del tasso euribor medio pari a 50 bp.

Gli importi sono espressi in migliaia di euro.

Anno 2015				Anno 2014			
Indebitamento medio lordo progressivo	Oneri finanziari	Sensitivity		Indebitamento medio lordo progressivo	Oneri finanziari	Sensitivity	
		+50bps	-50bps			+50bps	-50bps
-398.000	-7.105	-9.122	-5.087	-596.897	-21.387	-24.413	-18.361

## Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità della Società di far fronte ai propri impegni di pagamento, facendo ricorso all'autofinanziamento, al *funding* sui mercati bancari e finanziari ed alla liquidità disponibile. Con decorrenza 1 gennaio 2015 la Società ha aderito al modello di tesoreria unica del Gruppo per la gestione centralizzata dei flussi finanziari. Ciò limita il rischio di liquidità in capo alla Società e le consente di beneficiare dei vantaggi della Capogruppo derivanti dall'accesso al mercato dei capitali e dal maggior potere contrattuale nella gestione dei rapporti con gli istituti di credito.

La tabella che segue analizza il *worst case* con riferimento alle passività finanziarie (compresi i debiti commerciali) nel quale tutti i flussi indicati sono flussi di cassa nominali futuri non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, sia per la quota in conto capitale che per la quota in conto interessi. I finanziamenti sono stati inclusi sulla base della scadenza contrattuale in cui avviene il rimborso, salvo quelli a revoca che sono stati considerati esigibili a vista.

### ANNO 2015

(Valori in migliaia di euro)	0 - 3 mesi	4 - 12 mesi	oltre 12 mesi
<b>Finanziamenti</b>	1.628	4.771	404.562
<b>Totale flussi finanziari</b>	<b>1.628</b>	<b>4.771</b>	<b>404.562</b>
<b>Debiti verso controllante</b>	-	-	-
Debiti verso consociate	214	-	-
Debiti verso fornitori	23.717	180	33
<b>Totale debiti commerciali</b>	<b>23.931</b>	<b>180</b>	<b>33</b>

## Anno 2014

(Valori in migliaia di euro)	0 - 3 mesi	4 - 12 mesi	oltre 12 mesi
<b>Finanziamenti</b>	1.820	5.496	413.142
<b>Totale flussi finanziari</b>	<b>1.820</b>	<b>5.496</b>	<b>413.142</b>
<b>Debiti verso controllante</b>	6.702	-	-
Debiti verso consociate	100	-	-
Debiti verso fornitori	22.328	-	-
<b>Totale debiti commerciali</b>	<b>29.130</b>	-	-

Il contratto di finanziamento infragruppo stipulato con la Capogruppo A2A S.p.A. non prevede alcun *covenant* e gli unici eventi che legittimano A2A S.p.A. a chiedere l'immediato rimborso delle somme prestate sono mancati pagamenti delle somme dovute, stato di insolvenza e assoggettamento a procedure concorsuali. Il contratto non prevede un piano di ammortamento rateale, ma un rimborso in un'unica soluzione il 31 dicembre 2017. In origine prevedeva rimborsi anticipati volontari da parte della stessa Edipower secondo un meccanismo di *cash sweep*, su base trimestrale, in base al quale il 90% della liquidità generata nel periodo - al netto di un importo di euro 25.000 migliaia – va a rimborso automatico del debito residuo. Tale clausola è stata cancellata con decorrenza 31 dicembre 2015.

### Rischio di credito

Il rischio di credito è rappresentato dall'esposizione di Edipower a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali. A questo proposito si segnala che i crediti verso clienti sono composti principalmente da crediti verso Terna (inclusivo del corrispettivo per il reintegro dei costi di generazione della centrale di San Filippo del Mela), GSE e GME. E' stato valutato che il rischio di credito di tali controparti sia significativamente limitato.

Si evidenzia che al 31 dicembre 2015 Edipower presenta un credito complessivo pari a euro 121.608 migliaia relativo al reintegro dei costi di generazione sostenuti per le unità di produzione della centrale di San Filippo del Mela ai sensi della delibera 111/06.

La richiesta di reintegro potrà essere presentata solo dopo l'approvazione del bilancio 2015 e l'espletamento degli obblighi informativi e documentali previsti dalla medesima delibera. Nella delibera non sono presenti le tempistiche per il riconoscimento del reintegro e l'erogazione dello stesso.

Per una migliore comprensione si riporta qui di seguito l'analisi dei crediti commerciali e del relativo fondo svalutazione crediti.

(in migliaia di euro)	Valori al 31.12.2015	Valori al 31.12.2014
Crediti commerciali verso terzi lordi	104.784	131.719
Fondo rischi su crediti (-)	(148)	(98)
Crediti commerciali verso Controllante	-	591
Crediti commerciali verso società consociate	201	583
<b>Crediti commerciali</b>	<b>104.836</b>	<b>132.795</b>
Crediti scaduti da 9 a 12 mesi	155	0
Crediti scaduti oltre i 12 mesi	209	3.670

Non sussistono garanzie e/o *collaterals* sui crediti commerciali in essere.

### Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Al 31 dicembre 2015 la Società non ha in essere operazioni a termine e strumenti derivati.

### Classi di strumenti finanziari

A completamento delle analisi richieste dall'IFRS7 e dall'IFRS13, si riportano le tipologie di strumenti finanziari presenti nelle poste di bilancio, con l'indicazione dei criteri di valutazione applicati e, nel caso di strumenti finanziari valutati a *fair value*, dell'esposizione (Conto economico o Patrimonio netto).

Nell'ultima colonna della tabella è riportato, ove applicabile, il *fair value* al 31 dicembre 2015 dello strumento finanziario:

(in migliaia di euro)	Note	Strumenti finanziari valutati a <i>fair value</i> con variazione di quest'ultimo iscritto a:	Strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato	Partecipazioni non quotate valutate al costo	Valore di bilancio al 31.12.2015	Fair value al 31.12.2015
		CE	PN			
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>						
Altre attività finanziarie non correnti	3			5	5	na
Altre attività non correnti	5				54	54
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>						
Crediti commerciali	7		136.412		136.412	136.412
Altre attività correnti (a)	8		382		382	382
Attività finanziarie correnti	9		139.671		139.671	139.671
Disponibilità liquide	11		395		395	395
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>		<b>276.860</b>		<b>5</b>	<b>276.919</b>	<b>276.914</b>
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>						
Passività finanziarie non correnti	14		398.000		398.000	398.000
Strumenti Derivati	15	-				
Altre passività non correnti	18		3.402		3.402	3.402
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>						
Debiti commerciali	19		141.682		141.682	141.682
Altre passività correnti	20		36.878		36.878	36.878
Passività finanziarie correnti	21		-		-	-
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>		<b>-</b>	<b>579.962</b>		<b>579.962</b>	<b>579.962</b>

(a) al netto dei crediti tributari e dei crediti per Consolidato fiscale

## Gerarchia del *fair value*

L'IFRS 7 e l'IFRS 13 richiedono che la classificazione degli strumenti finanziari valutati al *fair value* sia effettuata sulla base della qualità delle fonti degli *input* utilizzati nella determinazione del *fair value* stesso.

In particolare l'IFRS 7 e l'IFRS 13 definiscono 3 livelli di *fair value*:

- livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi, sia Ufficiali che *Over the Counter* di attività o passività identiche;
- livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili. Rientrano in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di stime interne, effettuate con metodi proprietari sulla base delle *best practice* di settore.

La Società non ha strumenti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2015.

## Stato delle principali vertenze giuridiche - fiscali in corso

### Vertenze giuridiche

Si segnala che per le cause sotto descritte ove ritenuto necessario sono stati stanziati congrui fondi.

#### Vertenze canoni per derivazione acqua pubblica

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica

Nucleo di Mese

Con la Legge Regionale n. 22/2011 la Lombardia ha sostanzialmente raddoppiato il canone per l'utilizzazione a scopo idroelettrico dell'acqua pubblica, comunque fatti salvi gli aggiornamenti ISTAT (in particolare, la legge regionale ha disposto che a partire dall'annualità 2012, l'importo unitario del canone annuo dovuto alla Regione per le utenze di acqua pubblica, di cui al comma 1, è fissato in 30 euro per ogni Kilowatt di potenza nominale media annua).

A fronte delle richieste di pagamento della Regione per gli anni 2012 e 2013, Edipower S.p.A. ha ritenuto esorbitante l'incremento disposto con legge ed ha versato il canone considerando unicamente l'incremento riconducibile al tasso di inflazione programmato rispetto all'anno precedente.

Di conseguenza, per le annualità 2012 e 2013, la Regione ha emesso ingiunzioni di pagamento di quanto non versato dalla società; tali ingiunzioni sono state impugnate da Edipower S.p.A. avanti l'autorità giudiziaria competente.

A fronte della richiesta della Regione per le annualità 2014 e 2015, Edipower S.p.A. ha versato il canone considerando unicamente l'incremento riconducibile al tasso di inflazione programmato rispetto all'anno precedente. La Regione non ha ancora emesso le relative ingiunzioni di pagamento per la differenza.

Con riferimento all'Asta Liro, la Regione Lombardia ha emesso ingiunzione di pagamento per la corresponsione dei canoni di derivazione ad uso idroelettrico asseritamente dovuti per l'anno 2008 rispetto ad Asta Liro e Fiume Mera. Tale ingiunzione è stata impugnata avanti al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (di seguito TRAP) di Milano dalla società con ricorso che il TRAP di Milano ha parzialmente rigettato, nella parte in cui chiedeva di dichiarare l'inesistenza di qualsivoglia obbligo di pagamento del canone per uso idroelettrico nella misura erroneamente determinata dalla Regione e di confermare che l'intervenuto pagamento sia satisfattivo. La suindicata sentenza del TRAP ha invece accolto parzialmente la richiesta di Edipower S.p.A. di accettare il diritto alla liquidazione del canone di utenza idrica nella misura ridotta del 10%, previa disapplicazione della delibera regionale di istituzione dell'addizionale regionale. Il TRAP ha ritenuto illegittima, rispetto alla vertenza in oggetto, la Delibera regionale n. 8/5775 del 2007 che ha simulatamente aumentato il canone dovuto per la derivazione conglobando in realtà un importo avente natura tributaria (la cd. addizionale regionale) in un corrispettivo (il canone di derivazione).

Si segnala che un contenzioso analogo è in essere anche per alcune centrali della Valtellina.

#### Sovracanoni per la derivazione di acqua pubblica

Nucleo di Mese

Edipower S.p.A. ha incardinato avanti all'autorità giudiziaria competente un contenzioso per l'accertamento della corretta individuazione dell'entità dei sovracanoni idroelettrici dovuti ai sensi dell'art. 1, Legge n. 959/1953, previa disapplicazione dei decreti ministeriali che hanno disposto un aggiornamento di detti canoni annualmente (anziché ogni due anni).

Rispetto al nucleo di Mese, Edipower S.p.A. è risultata soccombente nei giudizi incardinati avanti al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche di Milano (di seguito TRAP) contro le richieste di pagamento dei suindicati sovracanoni avanzate dalla Provincia e dal Consorzio dei Comuni del Bacino Imbrifero Montano del Lago di Como e fiumi Brembo e Serio. La società ha deciso di non promuovere appello contro le sentenze del TRAP.

Edipower S.p.A. ha incardinato avanti all'autorità giudiziaria competente un contenzioso per l'accertamento della corretta individuazione dell'entità dei sovracanoni idroelettrici dovuti ai sensi dell'art. 1, Legge n. 959/1953, previa disapplicazione dei decreti ministeriali che hanno disposto un aggiornamento di detti canoni annualmente (anziché ogni due anni).

Il TSAP ha respinto l'appello promosso dalla Società avverso la sentenza del Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (di seguito TRAP) di Venezia che aveva rigettato il ricorso di Edipower S.p.A. contro la richiesta di pagamento avanzata dal Bacino Imbrifero Montano del Livenza Pordenone. La società ha deciso di non ricorrere avanti alla Corte di Cassazione.

Il TSAP ha respinto l'appello promosso dalla Società avverso la sentenza del TRAP di Venezia che aveva rigettato il ricorso di Edipower S.p.A. contro la richiesta di pagamento avanzata dal Consorzio dei Comuni BIM Tagliamento in provincia di Udine e di Pordenone. La società ha deciso di non ricorrere avanti alla Corte di Cassazione.

Il TSAP ha respinto l'appello promosso dalla Società avverso la sentenza del TRAP di Venezia che aveva rigettato il ricorso di Edipower S.p.A. contro la richiesta di pagamento avanzata dalla Provincia di Udine. La società ha deciso di non ricorrere avanti alla Corte di Cassazione. ricorrere avanti alla Corte di Cassazione.

### **Vertenze fiscali**

Il fondo rischi e oneri diversi accoglie anche lo stanziamento relativo all'onere presunto in caso di soccombenza nei contenziosi che oppongono Edipower alle amministrazioni dei comuni sul cui territorio insistono le centrali elettriche relativamente alla rilevanza del valore delle turbine e dei macchinari ai fini della determinazione della rendita catastale e dell'ICI ad essa connessa.

Con il D.L. 31 marzo 2005 n. 44 è stata introdotta una norma di interpretazione autentica in materia di determinazione delle rendite catastali secondo la quale la rendita catastale delle centrali elettriche deve essere determinata tenendo conto anche del valore degli impianti installati. La Corte Costituzionale è stata chiamata a pronunciarsi su questioni di legittimità costituzionale del D.L. n. 44 sollevate da aziende elettriche. Con sentenza depositata nel 2008 la Corte ha dichiarato non fondati tali rilievi. Le disposizioni del D.L. n. 44 sono state confermate. Gli aggiornamenti delle rendite catastali presentati successivamente a tale sentenza considerano i valori degli impianti e dei macchinari installati nelle centrali ed esplicano effetti in termini di maggior ICI e IMU solo per gli anni seguenti. Al contrario, alcuni comuni ritengono che le nuove rendite producono gli effetti anche per il passato e, di conseguenza, hanno notificato avvisi di accertamento per il recupero degli arretrati ICI e IMU per gli anni non ancora prescritti.

In alcuni casi le rendite catastali proposte dalla società sono state rettificate in aumento dall'Agenzia del territorio. Avverso tali rettifiche la società ha proposto ricorso chiedendo l'applicazione dei criteri di valutazione introdotti dall'Agenzia con la circolare n. 6/2012.

Non risultano pendenti contenziosi in materia di imposte dirette, indirette e accise. Al contrario, come sopra illustrato, sono pendenti contenziosi in materia di rendite catastali delle centrali e di arretrati ICI e IMU per i medesimi impianti.

La consistenza del fondo risulta adeguata alla copertura delle passività che potrebbero derivare dalle controversie in corso per la Società.

## Rapporti con le parti correlate

Devono intendersi "parti correlate" quelle indicate dal principio contabile internazionale concernente l'informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate (IAS 24 revised).

Edipower nell'ambito delle proprie attività operative ha intrattenuto ed intrattiene alcuni rapporti contrattuali con i propri azionisti e con società da questi controllate.

Tali rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e prevedono in ogni caso corrispettivi allineati a condizioni di mercato. Tali rapporti sono stati instaurati al fine di fare beneficiare la gestione di Edipower delle possibili sinergie con le attività svolte dagli azionisti della società e dalle società del relativo gruppo di appartenenza.

Tali rapporti attengono in particolare allo scambio di beni e la prestazione di servizi.

In particolare si tratta di:

- contratto per la fornitura di servizi aziendali da A2A S.p.A. a partire dal 24 maggio 2012;
- somministrazione di energia elettrica da impianti idroelettrici regolata dal contratto sottoscritto in data 24 maggio 2012 tra Edipower S.p.A. e A2A Trading S.r.l., a partire dal 24 maggio 2012, modificato con efficacia dal 1 novembre 2013;
- messa a disposizione di capacità produttiva degli impianti termoelettrici regolata dal contratto sottoscritto in data 24 maggio 2012 tra Edipower S.p.A. e A2A Trading S.r.l. e modificato, con efficacia dal 1° novembre 2013, con A2A Trading S.r.l.;
- contratto per l'approvvigionamento delle quote di CO2 per la centrale di San Filippo del Mela con A2A Trading S.r.l..
- contratto per l'approvvigionamento delle quote di Certificati verdi per la centrale di San Filippo del Mela con A2A Trading S.r.l..
- fornitura di energia elettrica da parte di A2A Energia S.p.A. ad alcune utenze termoelettriche ed idroelettriche di Edipower;
- finanziamento infragruppo erogato in data 31 dicembre 2013 da A2A S.p.A. per euro 660.000.000 scadente il 31 dicembre 2017 che al 31 dicembre 2014 risulta essere pari a euro 398.000.000 dopo i rimborsi effettuati nel corso dell'esercizio 2014. la clausola di *cash sweep* prevista nel contratto è stata cancellata..
- A valere dal 1 gennaio 2013 la Società è entrata in regime di consolidato fiscale del gruppo A2A.

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate:

Valori all'euro	Note	31.12.2015	di cui Parti Correlate (1)	31.12.2014	di cui Parti Correlate (1)
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>					
Immobilizzazioni materiali	1	1.054.250.616		1.416.350.119	
Immobilizzazioni immateriali	2	1.008.940		2.166.980	
Partecipazioni		-		-	
Altre attività finanziarie non correnti	3	5.000		5.000	
Crediti per imposte differite	4	195.198.369		185.889.721	
Altre attività non correnti	5	54.390		2.644.807	
<b>TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI</b>		<b>1.250.517.315</b>		<b>1.607.056.628</b>	
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>					
Rimanenze	6	16.561.848		25.586.912	
Crediti commerciali	7	136.411.851	1.468.523	132.794.727	18.366.737
Altre attività correnti	8	17.290.729	16.753.091	9.468.469	16.630.979
Attività finanziarie correnti	9	139.670.692	139.670.692	721.588	
Attività per imposte correnti	10	7.543.537		7.940.611	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	394.561		47.985.706	
<b>TOTALE ATTIVITA' CORRENTI</b>		<b>317.873.217</b>		<b>224.498.014</b>	
<b>ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA</b>	12	<b>202.391.191</b>		<b>0</b>	
<b>TOTALE ATTIVO</b>		<b>1.770.781.723</b>		<b>1.831.554.642</b>	

Valori all'euro	Note	31.12.2015	di cui Parti Correlate (1)	31.12.2014	di cui Parti Correlate (1)
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
Capitale sociale		1.139.311.954		1.139.311.954	
Riserve		(82.126.882)		-30.173.623	
Risultato netto dell'esercizio		-101.234.090		-55.769.176	
<b>Patrimonio netto</b>	13	<b>955.950.982</b>		<b>1.053.369.155</b>	
<b>PASSIVITA'</b>					
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>					
Passività finanziarie non correnti	14	398.000.000	398.000.000	398.000.000	398.000.000
Passività per imposte differite	4	-		0	
Benefici a dipendenti	16	42.444.277		52.045.713	
Fondi rischi, oneri e passività diverse	17	173.245.060		149.296.581	
Altre passività non correnti	18	3.402.071		3.354.071	
<b>Totale passività non correnti</b>		<b>617.091.408</b>		<b>602.696.365</b>	
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>					
Debiti commerciali	19	141.682.238	86.319.118	161.281.504	104.863.218
Altre passività correnti	20	36.329.465	23.376.736	12.769.359	22.266
Passività finanziarie correnti	21	0	-	1.438.259	-
Debiti per imposte	22	-		0	
<b>Totale passività correnti</b>		<b>178.011.703</b>		<b>175.489.122</b>	
<b>Totale passività</b>		<b>795.103.111</b>		<b>778.185.487</b>	
<b>PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA</b>	23	19.727.630		0	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		<b>1.770.781.723</b>		<b>1.831.554.642</b>	

(1) vedi tabella di dettaglio per singola controparte

Valori all'euro	Note	31.12.2015	di cui Parti Correlate (1)	31.12.2014	di cui Parti Correlate (1)
<b>Ricavi</b>					
Ricavi di vendita e prestazioni		399.479.662	213.802.293	443.143.501	254.201.757
Altri ricavi operativi		119.791.517	82.768	166.008.323	7.275.231
<b>Totale ricavi</b>	24	<b>519.271.179</b>		<b>726.712.979</b>	
<b>Costi operativi</b>					
Costi per materie prime prodotti finiti e servizi		257.842.368	43.410.746	298.938.474	58.420.001
Altri costi operativi		39.354.600	930.174	47.904.254	516.667
<b>Totale costi operativi</b>	25	<b>297.196.968</b>		<b>346.842.728</b>	
<b>Costi per il personale</b>	26	<b>47.844.928</b>		<b>62.144.693</b>	
<b>Margine operativo lordo</b>	27	<b>174.229.283</b>		<b>200.164.404</b>	
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	28	<b>275.642.970</b>		<b>175.511.231</b>	
<b>Risultato operativo netto</b>	29	<b>(101.413.687)</b>		<b>24.653.173</b>	
<b>Risultato da transazioni non ricorrenti</b>	32			<b>989.900</b>	
<b>Gestione finanziaria</b>					
Proventi finanziari		96.127		324.900	
Oneri finanziari		9.085.773	7.104.510	24.768.796	21.387.015
<b>Totale gestione finanziaria</b>	30	<b>(8.989.645)</b>		<b>(24.443.896)</b>	
<b>Altri costi non operativi</b>					
<b>Risultato al lordo delle imposte</b>		<b>(110.403.332)</b>		<b>1.199.176</b>	
<b>Oneri per imposte sui redditi</b>	31	<b>174.039</b>		<b>56.968.352</b>	<b>(1.784.418)</b>
<b>Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte</b>		<b>(110.577.371)</b>		<b>(55.769.176)</b>	
<b>RISULTATO NETTO</b>	33	<b>(110.577.371)</b>		<b>(55.769.176)</b>	

(1) vedi tabella di dettaglio per singola controparte

Valori in migliaia di euro

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA	CONTROLLANTE		CONSOCIATA				SELENE S.p.A.	TOTALI
	A2A S.p.A.	ABRUZZOENERGIA S.p.A.	A2A ENERGIA S.p.A.	A2A AMBIENTE S.p.A.	AMSA S.p.A.	A2A RETI ELETTRICHE S.p.A.	A2A TRADING S.p.A.	
ATTIVITA'	140.244	64	0	785	0	8	39	141.139
ATTIVITA' CORRENTI	140.244	64	0	785	0	8	39	141.139
<i>Crediti commerciali</i>	573	64		785	8			1.469
<i>Altre attività correnti</i>								0
<i>Attività finanziarie correnti</i>	139.671							139.671
PASSIVITA'	(30.308)	(15)	(59)	(93)	(0)	(0)	(309)	(109.696)
PASSIVITA' CORRENTI	(30.308)	(15)	(59)	(93)	(0)	(0)	(309)	(109.696)
<i>Debiti commerciali</i>	(6.931)	(15)	(59)	(93)	(0)	(0)	(309)	(86.319)
<i>Altre passività correnti</i>	(23.377)							(23.377)

Valori in migliaia di euro

CONTO ECONOMICO	CONTROLLANTE		CONSOCIATA				SELENE S.p.A.	TOTALI
	A2A S.p.A.	ABRUZZOENERGIA S.p.A.	A2A ENERGIA S.p.A.	A2A AMBIENTE S.p.A.	AMSA S.p.A.	A2A RETI ELETTRICHE S.p.A.	A2A TRADING S.p.A.	
RICAVI	1.602	64	1	848		8	211.465	0
<i>Ricavi di vendita e prestazioni</i>	1.602	64	1	848		8	211.465	0
<i>Altri ricavi operativi</i>								213.988
COSTI OPERATIVI	(21.900)	(12)	(35)	(180)	(1)	0	(20.707)	213.906
<i>Costi per materie prime e servizi</i>	(20.971)	(12)	(34)	(180)	(1)	0	(20.707)	83
<i>Altri costi operativi</i>	(929)		(1)	(0)				(44.341)
COSTI DEL PERSONALE	(265)							(43.411)
GESTIONE FINANZIARIA	(7.105)							(930)
<i>Proventi finanziari</i>								(265)
<i>Oneri finanziari</i>								(7.105)
	(7.105)							0
								(7.105)

## Operazioni non ricorrenti

### Informazioni relative alle attività e passività possedute e destinate alla vendita (IFRS 5)

In data 28 dicembre 2015 è stato stipulato l'atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A.. Per effetto di tale operazione viene assegnato a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina – S.p.A., il compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro. SEL S.p.A., titolare di una partecipazione in Edipower S.p.A. pari all'8,54%, a sua volta acquisisce le quote partecipative detenute dai Soci Finanziari Banca Popolare di Milano S.c.a.r.l., Fondazione Cassa di Risparmio di Torino e Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A., pari all'11,96% del capitale sociale di Edipower S.p.A.. La scissione avrà efficacia con decorrenza dal 1° gennaio 2016 ed è previsto un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale del compendio scisso al 31 dicembre 2015. A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. sarà interamente detenuto da A2A S.p.A..

Il progetto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A., che rientra nell'ambito degli accordi sottoscritti in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower S.p.A. avvenuta il 24 maggio 2012, era stato approvato in data 26 ottobre 2015 dalle assemblee straordinarie di Edipower S.p.A. e di Cellina Energy S.r.l.

Di seguito si evidenziano le consistenze patrimoniali oggetto di scissione :

**SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA**  
(Valori all'euro)

compendio impianti  
idroelettrici del  
nucleo di Udine  
oggetto di scissione a  
Cellina Energy S.r.l.

**ATTIVITA'**

**ATTIVITA' NON CORRENTI**

Immobilizzazioni materiali	163.791.405
Immobilizzazioni immateriali	
Partecipazioni	
Altre attività finanziarie non correnti	
Crediti per imposte differite (*)	11.000
Altre attività non correnti	

**TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI**

**163.802.405**

**ATTIVITA' CORRENTI**

Rimanenze	88.785
Crediti commerciali	
Altre attività correnti	
Attività finanziarie correnti	
Attività per imposte correnti	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	38.500.000
<b>TOTALE ATTIVITA' CORRENTI</b>	<b>38.588.785</b>

**ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA**

**TOTALE ATTIVO** **202.391.191**

Valori all'euro **31.12.2015**

**PATRIMONIO NETTO**

**Patrimonio netto** **182.663.561**

**PASSIVITA'**

**PASSIVITA' NON CORRENTI**

Passività finanziarie non correnti	-
Strumenti Derivati	-
Passività per imposte differite (*)	18.677.114
Benefici a dipendenti	817.127
Fondi rischi, oneri e passività diverse	-
Altre passività non correnti	-
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>19.494.241</b>

**PASSIVITA' CORRENTI**

Debiti commerciali ( ** )	-
Altre passività correnti	233.389
Passività finanziarie correnti	-
Debiti per imposte	-
<b>Totale passività correnti</b>	<b>233.389</b>

**Totale passività** **19.727.630**

**PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD**

**ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA**

**TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'** **202.391.191**

## Compensi Società di Revisione

Con riferimento all'articolo 2417 bis del Codice Civile, si segnala che nel corso dell'esercizio la Società ha corrisposto e maturato nei confronti della società di revisione corrispettivi pari a euro 119 migliaia per i servizi svolti nell'ambito dell'incarico di revisione legale.

Per Il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente  
Massimiliano Masi

## Allegati

**Principali dati patrimoniali ed economici dell'ultimo bilancio approvato della Controllante A2A S.p.A.**

**ALLEGATO 1**

Principali dati patrimoniali ed economici dell'ultimo bilancio approvato della capogruppo A2A S.p.A.

(Valori all'euro)

<b>SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA</b>	AL 31/12/2014	AL 31/12/2013
<b>ATTIVITA'</b>		
ATTIVITA' NON CORRENTI	5.914.861.619	6.251.877.411
ATTIVITA' CORRENTI	1.459.575.541	1.399.898.454
ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	-	-
<b>TOTALE ATTIVO</b>	<b>7.374.437.160</b>	<b>7.651.775.865</b>
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		
Capitale sociale	1.629.110.744	1.629.110.744
(Azioni proprie)	(60.891.196)	(60.891.196)
Riserve	748.270.204	874.376.650
Risultato d'esercizio	8.257.733	5.419.854
<b>Totale Patrimonio netto</b>	<b>2.324.747.485</b>	<b>2.448.016.052</b>
<b>PASSIVITA'</b>		
PASSIVITA' NON CORRENTI	4.191.854.967	4.111.258.316
PASSIVITA' CORRENTI	857.834.708	1.092.501.497
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>5.049.689.675</b>	<b>5.203.759.813</b>
PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA	-	-
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>7.374.437.160</b>	<b>7.651.775.865</b>
<b>CONTO ECONOMICO</b>	01/01/2014 31/12/2014	01/01/2013 31/12/2013
<b>RICAVI DI VENDITA E PRESTAZIONI</b>	<b>553.616.259</b>	<b>414.558.491</b>
ALTRI RICAVI OPERATIVI	24.539.144	14.644.794
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>578.155.403</b>	<b>429.203.285</b>
COSTI OPERATIVI	353.097.643	221.198.914
COSTI PER IL PERSONALE	131.530.088	122.223.138
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>93.527.672</b>	<b>85.781.233</b>
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	207.946.812	224.897.807
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>	<b>(114.419.140)</b>	<b>(139.116.574)</b>
RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI	24.839.349	23.387.585
GESTIONE FINANZIARIA	70.858.732	58.140.582
<b>RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE</b>	<b>(18.721.059)</b>	<b>(57.588.407)</b>
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	(26.978.792)	(63.008.261)
<b>RISULTATO DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE</b>	<b>8.257.733</b>	<b>5.419.854</b>
RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE	8.257.733	5.419.854
<b>RISULTATO D'ESERCIZIO</b>	<b>8.257.733</b>	<b>5.419.854</b>

## **RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE**



## EDIPOWER SpA

\*\*\*\*\*

### RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2015

Signori Azionisti,

Nel corso del 2015 abbiamo svolto l'attività di vigilanza prevista dalla legge, tenendo anche conto delle norme di comportamento raccomandate dal Consiglio nazionale dei dottori commercialisti e degli esperti contabili.

In particolare abbiamo:

- vigilato sull'osservanza della legge, dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- partecipato alle riunioni dell'Assemblea e del Consiglio di Amministrazione, assicurandoci che le delibere assunte non fossero manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- periodicamente ottenuto dagli Amministratori informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, sulle operazioni di maggiore rilievo economico, finanziario e patrimoniale, nonché su quelle con parti correlate poste in essere a valori di mercato;
- acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile adottato dalla società e sul suo concreto funzionamento, nonché sulla sua affidabilità a

rappresentare correttamente i fatti di gestione, tramite osservazioni dirette, raccolta di informazioni e incontri con la funzione *Internal Audit* della capogruppo A2A SpA e con i rappresentanti della società incaricata della revisione legale dei conti, effettuati anche al fine dello scambio delle informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti;

- verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la formazione del bilancio al 31 dicembre 2015, redatto secondo i principi contabili internazionali (IAS/IFRS), e della relazione sulla gestione, tramite indagini dirette e informazioni assunte dalla società di revisione.

Non abbiamo ricevuto denunzie ex art. 2408 c.c.

L'Organismo incaricato della vigilanza sull'osservanza, l'adeguatezza e l'aggiornamento del Modello di organizzazione, gestione e controllo, istituito ai fini del D.Lgs. n.231/2001, non ha comunicato il verificarsi di accadimenti rilevanti.

Il coordinamento con le strategie e gli indirizzi gestionali del gruppo di appartenenza è assicurato e garantito anche dalla presenza nell'organo amministrativo della società di esponenti dell'alta direzione della capogruppo A2A SpA. Inoltre la società ha trasmesso tempestivamente alla controllante le informazioni richieste, ai sensi dell'art. 114, c.2, D.Lgs. n.58/1998, ivi comprese quelle riguardanti le "operazioni con parti correlate" e le "informazioni privilegiate".

Nel corso dell'attività di vigilanza sopra descritta non sono emersi fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

Per quanto riguarda il bilancio al 31 dicembre 2015, precisiamo inoltre che le procedure per la sua revisione, così come le verifiche sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio stesso, pur essendo ancora in fase di completamento da parte della società incaricata, consentono ragionevolmente di prevedere l'emissione di una relazione con un giudizio senza rilievi.

Esprimiamo quindi parere favorevole all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015, con una perdita di esercizio di Euro 101.234.090, e sul riporto a nuovo di quest'ultima come propostovi dal Consiglio di Amministrazione.

Vi ricordiamo che con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015 scade il mandato triennale conferito al collegio sindacale. Ringraziandovi per la fiducia accordataci, Vi invitiamo quindi a volere provvedere in merito.

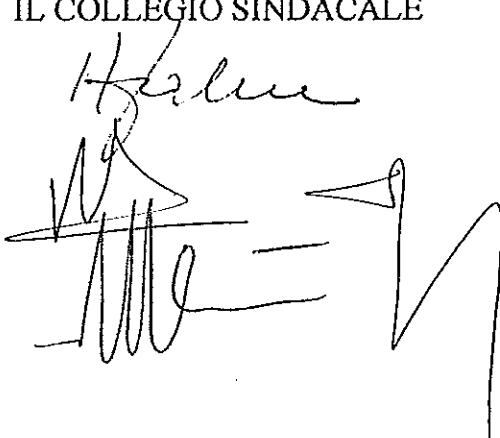
Milano, 11 marzo 2016

IL COLLEGIO SINDACALE

(Dott. Achille Frattini, Pres.)

(Avv. Renato Colavolpe)

(Dott. Marco Orazi)





## **RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE**



**RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE INDIPIENDENTE AI SENSI  
DELL'ARTICOLO 14 DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N°39 E DELL'ARTICOLO 165 DEL  
DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N°58**

All'Azionista di  
Edipower SpA

***Relazione sul bilancio d'esercizio***

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della Edipower SpA, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del 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***

E' 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, comma 3, del DLgs 39/10. 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.

***PricewaterhouseCoopers SpA***

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wührer 23 Tel. 0303697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - Trento 38122 Via Graziosi 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felisenti 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001



### *Giudizio*

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Edipower SpA al 31 dicembre 2015 e 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 Edipower SpA, con il bilancio d'esercizio della Edipower SpA al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Edipower SpA al 31 dicembre 2015.

Milano, 25 marzo 2016

PricewaterhouseCoopers SpA



Giulio Grandi  
(Revisore legale)