



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 Becchelli
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)	2015	2014
Ricavi di vendita e prestazioni	399.480	443.144
Altri ricavi operativi	119.791	166.008
Totale ricavi	519.271	609.152
Costi operativi	(297.197)	(346.843)
Costi per il personale	(47.845)	(62.145)
Margine Operativo lordo	174.229	200.164
Ammortamenti e svalutazioni	(271.791)	(176.575)
Accantonamenti	(3.852)	1.064
Risultato operativo netto	(101.414)	24.653
Risultato da transazioni non ricorrenti		990
Oneri/proventi netti da gestione finanziaria	(8.989)	(24.444)
Altri costi non operativi	-	-
Risultato al lordo delle imposte	(110.403)	1.119
Imposte di competenza	9.169	(56.968)
Risultato netto d'esercizio	(101.234)	(55.769)
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 (lorda) degli impianti di proprietà Edipower al 31 dicembre 2015 è la seguente:

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

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
Totale fotovoltaico	3.450		

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:

Socio	N. azioni	Categoria	% possesso sul capitale emesso
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 reimpiego 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 termoelettico 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 avviamenti/spengimenti 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 gravosità 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 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 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 consuntivati 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 m³ 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 proseguite 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 scoibentazione 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 proseguite 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 proseguite 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 infatti 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 limata 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 consuntivato 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'adequatezza 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/R/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 CO₂ a livello europeo e l'obbligo, per tutti gli impianti rientranti nell'ambito delineato dalla normativa, di disporre ogni anno di un determinato numero di permessi di emissione (quota di CO₂) 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 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 CO₂" 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 macrozone, 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

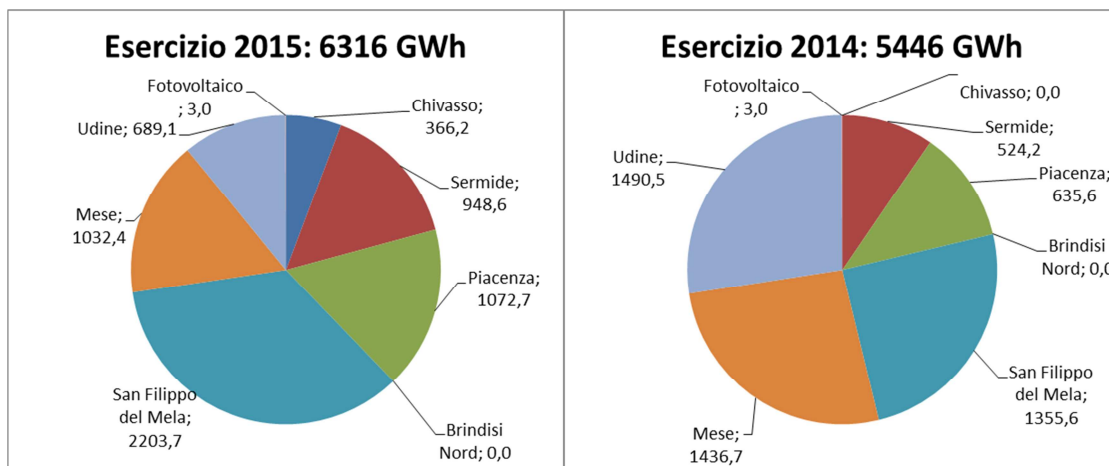
La produzione di Edipower, pari a 6,32 TWh, è stata ottenuta per il 72,7% con impianti termoelettrici e per il restante 27,3% con impianti idroelettrici.

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
Totale Termoelettrico	4591,2	2515,4	2075,8
Mese	1032,4	1436,7	-404,3
Udine	689,1	1490,5	-801,4
Totale Idroelettrico	1721,4	2927,2	-1205,8
Totale Fotovoltaico	3,0	2,9	0,1
Totale Energia Immessa	6315,6	5445,5	870,1

(*) 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		Esercizio		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
Termo 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
Totale (**)	6315,6	100,0	5445,5	100,0	870,1

(*) 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 San Filippo del Mela GWh	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
Totale	112,7	2.350,2	111,9	1.503,8	0,8	846,4

4.5.2. Esercizio e manutenzione

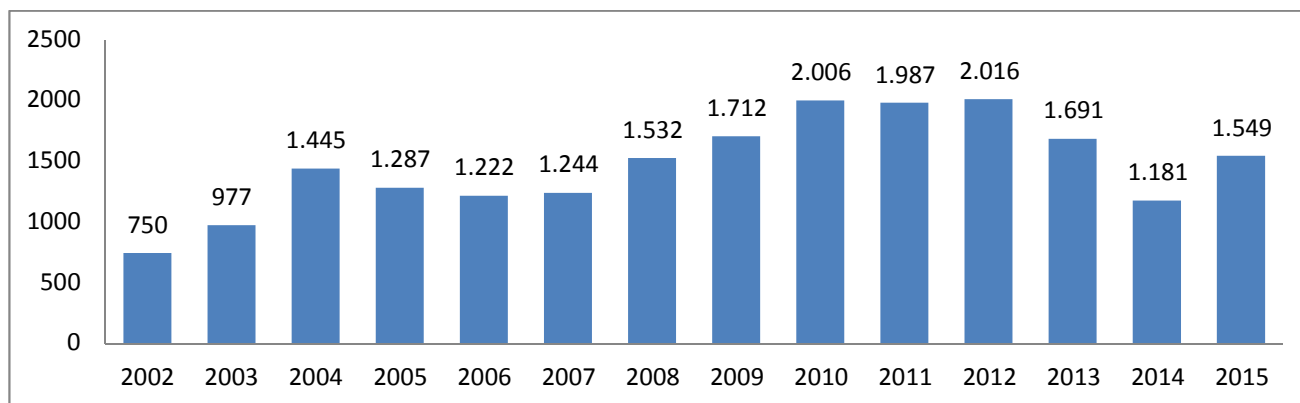
4.5.2.1. Impianti termoelettrici

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/spengimenti 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	1.181	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



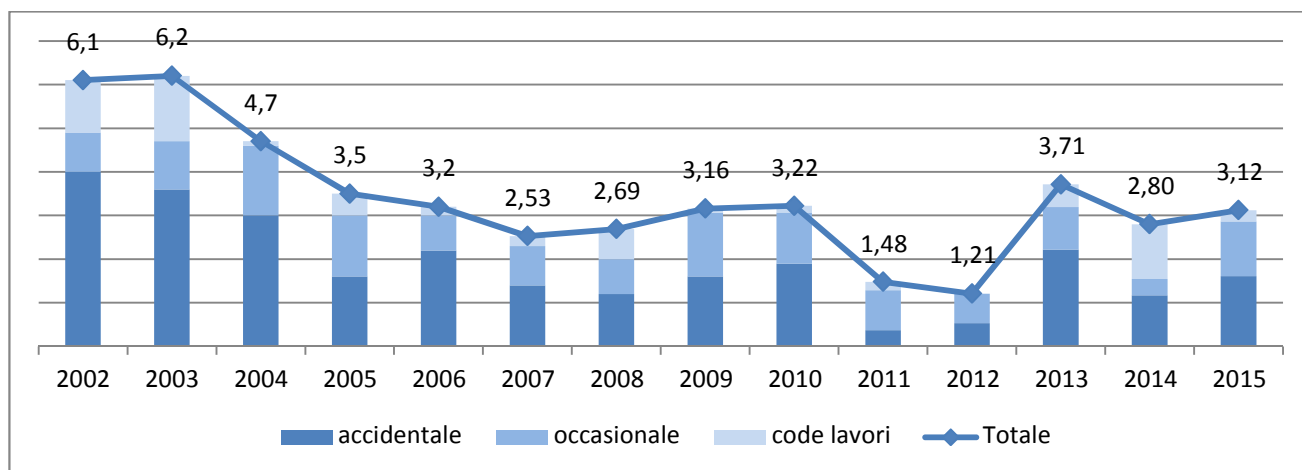
L'incremento del numero degli avviamenti (30%) è legata in parte (41%) al rientro in produzione della centrale di Chivasso, ed il resto al fatto che anche nel corso del 2015 l'esercizio degli impianti termoelettrici è stato caratterizzato da una forte intermittenza finalizzata allo sfruttamento di tutte 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
Totale	6,10	6,20	4,70	3,50	3,20	2,53	2,69	3,16	3,22	1,48	1,21	3,71	2,88	3,12

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.

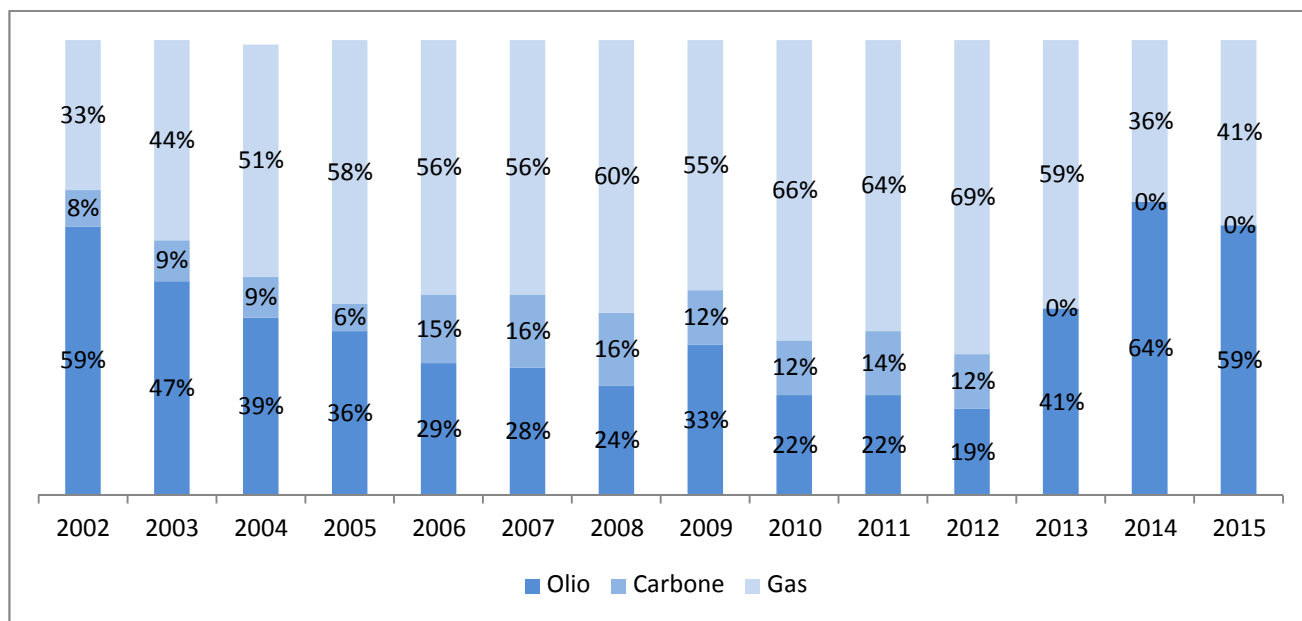
Nella tabella che segue è evidenziato l'andamento del consumo specifico dal 2002 al 2015.

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
Oil	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'analogo 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 elettrofiltri 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 elettrofiltri 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 elettrofiltri e del DeSOx;
- Unità 6: è stata effettuata la manutenzione della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltri 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

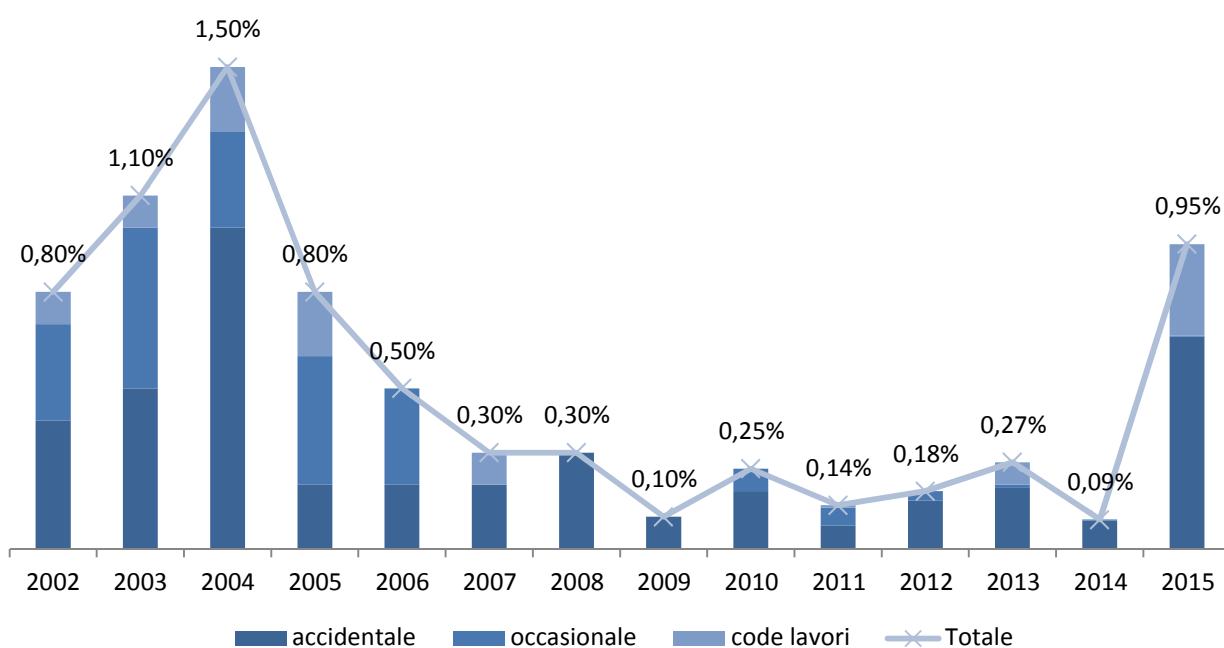
I risultati dell'anno 2015 risultano caratterizzati da una scarsa disponibilità di apporti (producibilità) pari a 1948 GWh a fronte di 3175 GWh nel 2014, 2388 GWh nel 2013, e 2190 GWh media del decennio 2005/2014; dunque la producibilità del 2015 è stata inferiore del 39% rispetto a quella del 2014 e 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
Totale	0,80	1,10	1,50	0,80	0,50	0,30	0,30	0,10	0,25	0,14	0,18	0,27	0,09	0,95

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
Totale	96,7	72,6	70,3	65,1	65,3	82,3	120,0	128,6	160,9	149,0	171,7	195,9	215,3	205,8

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 Dighe del Ministero Infrastrutture 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
TOTALE	655	598	-57

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/riqualificazione 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 coinvolto 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

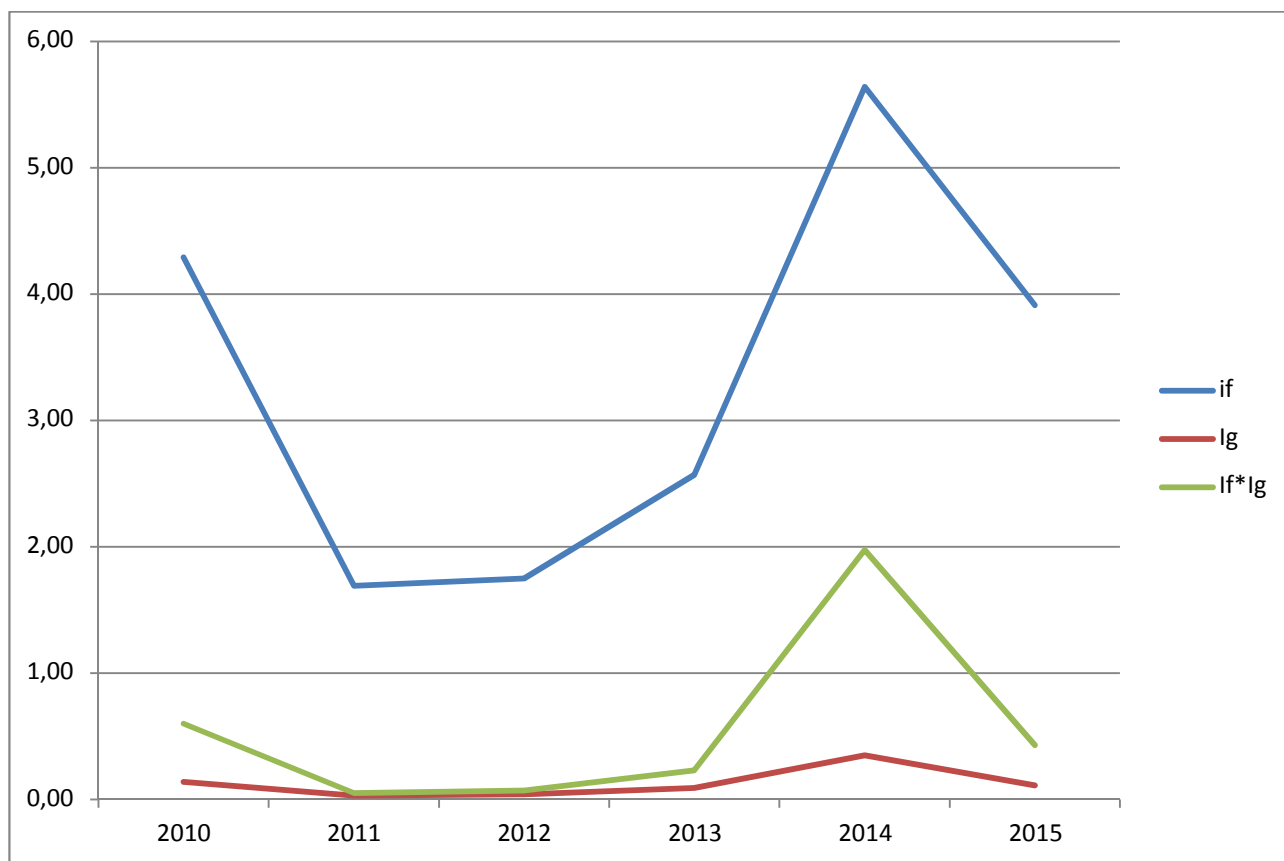
Come negli anni precedenti, anche nel 2015 è proseguita l'attività di supporto e indirizzo in merito al rispetto della normativa vigente in materia di salute e sicurezza dei lavoratori e per il miglioramento salute delle stesse in azienda.

Sono inoltre continuate 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.

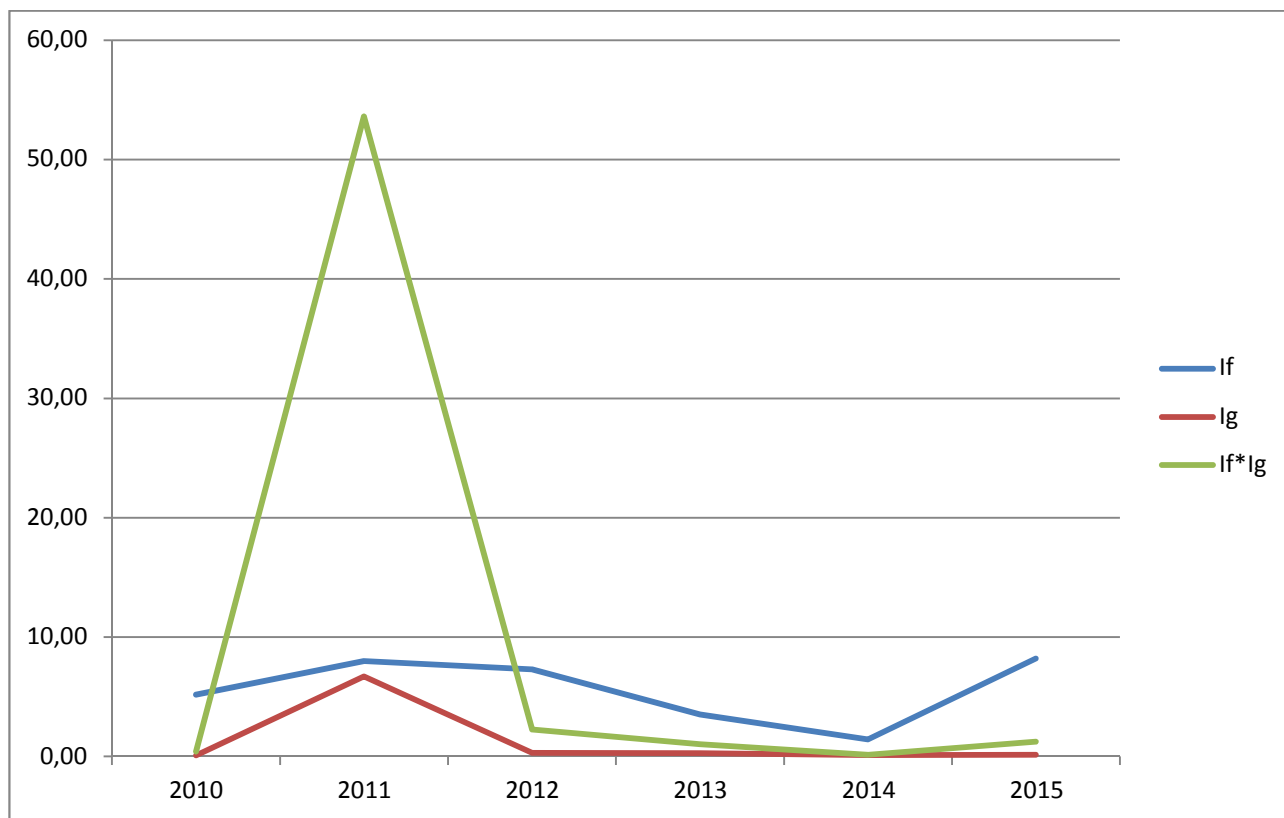
Per quanto riguarda l'attività di *audit* di sicurezza, nel 2015 sono state effettuati 7 *audit* interni sul SGS OHSAS 18001, 2 sul SGS 334 presso gli impianti e 8 *audit* esterni con l'Ente di Certificazione.

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

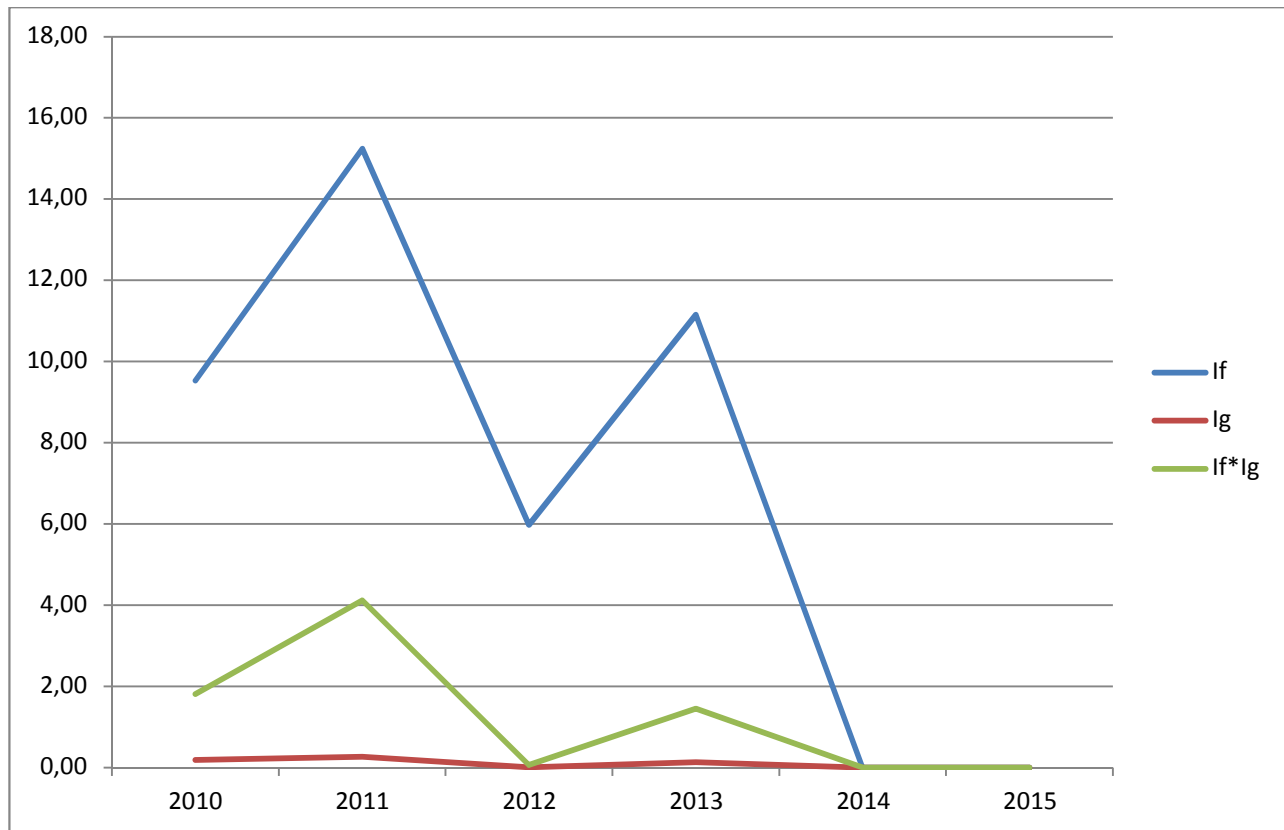
Gli indici di frequenza e gravità sono riportati nei grafici sottostanti (anno 2015: indice di frequenza = 3.91; indice di gravità = 0.11).



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 del 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 pensioni 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 proseguite 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 infatti 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.

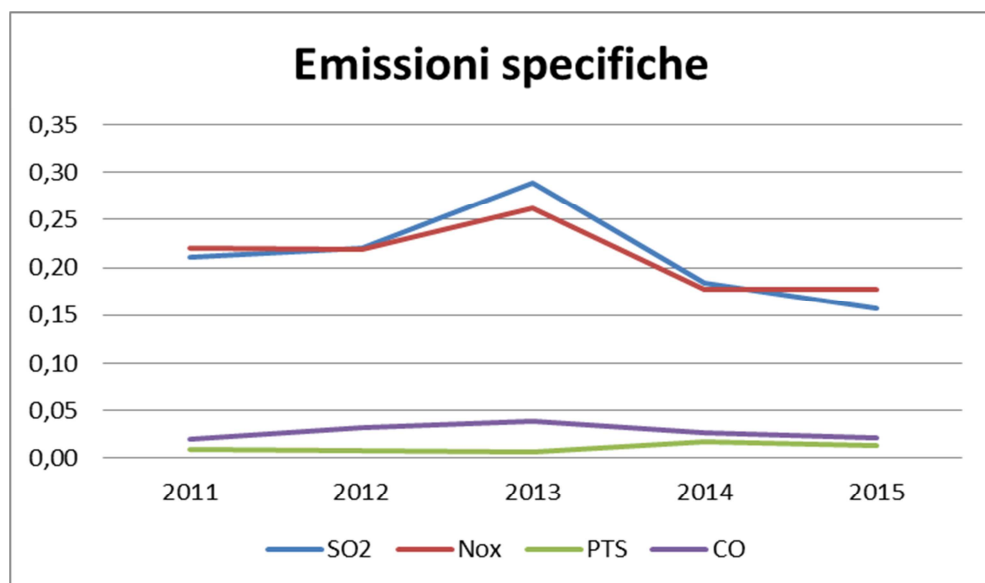
Nel corso del 2015 sono proseguite le attività necessarie a garantire la piena diffusione degli elementi di applicazione dei Regolamenti (CE) n.1907/2006 "REACH", n.1272/2008 "CLP" (*Classification, Labelling and Packaging*) e n.453/2010 sulle *Schede Dati di Sicurezza*, al fine di garantire la corretta 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	SO ₂	t	2.345	2.096	2.239	872	2.092	2.188	1.997	1.159	991	1.230	794	0	0	0
	NO _x	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	SO ₂	t	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	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
PZ	SO ₂	t	7.255	2.132	1.806	493	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	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	SO ₂	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
	NO _x	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	SO ₂	t	6.997	2.959	555	0	377	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	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	SO ₂	t	2.796	3.346	2.570	1.535	1.794	1.093	139	105	1	1	0	0		
	NO _x	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	SO ₂	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
	NO _x	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 m³ 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 proseguite 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 scoibentazione 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 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 continuate 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 Campolessi (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 Drogo. 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 Drogo" 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

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

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 .

<i>(in migliaia di euro)</i>	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)
Ricavi di vendite e prestazioni	399.480	443.144	(43.664)

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 Turbigio 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.

	2014	2015
	12 mesi	12 mesi
Tolling		
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>
PPA		
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 (combustibile)	(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)
Costi operativi	(297.197)	(346.843)	49.646

(*) 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)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(275.643)	(175.511)	(100.132)

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)
Totale imposte di competenza	9.169	(56.968)	66.137

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
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	1.031.426	1.402.360	(370.934)
- 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
Capitale di funzionamento	143.960	1.740	142.220
Capitale circolante	11.291	(2.900)	14.191
- 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*	144.164	-	144.164
TOTALE CAPITALE INVESTITO	1.175.386	1.404.100	(228.714)
FONTI DI COPERTURA			
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)
Totale posizione finanziaria netta	219.435	350.731	(131.296)
TOTALE FONTI	1.175.386	1.404.100	(228.714)

(*) 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 decrementa 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
Capitale circolante	11.291	(2.900)	14.191

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
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	47.986	59.085
Attività operativa		
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
Flussi finanziari netti da attività operativa	159.176	287.024
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(20.776)	(15.055)
FREE CASH FLOW	(138.401)	271.970
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(20.776)	(283.069)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE	(47.591)	(11.099)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	395	47.986

(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 il 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 concessorio. 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 producibilità 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 ridurre 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 in 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. E 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 appostazioni 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