

2013



Relazione sulla **gestione**

Indice

3	Organi sociali
	0.1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
6	Settori di attività
7	Aree geografiche di attività
8	Struttura del Gruppo
9	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2013
12	Azionariato
13	A2A S.p.A. in Borsa
	0.2 Risultati consolidati e andamento della gestione
18	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
27	Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
36	Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2013
37	Evoluzione prevedibile della gestione
39	Proposte di destinazione dell'utile di esercizio al 31 dicembre 2013 e distribuzione del dividendo
	0.3 Evoluzione normativa
42	Evoluzione normativa
	0.4 Scenario e mercato
70	Quadro macroeconomico
73	Andamento del mercato energetico
	0.5 Analisi dei principali settori di attività
78	Sintesi dei risultati per settore di attività
82	Filiera Energia
87	Filiera Ambiente
90	Filiera Calore e Servizi
93	Filiera Reti
96	Altri Servizi e Corporate

0.6 Rischi e incertezze

100 Rischi e incertezze

0.7 Gestione responsabile per la sostenibilità

114 Risorse umane e relazioni industriali

118 Responsabilità sociale e relazioni con gli *stakeholder*

122 Responsabilità ambientale

125 Innovazione, sviluppo e ricerca

0.8 Altre informazioni

130 Altre informazioni

Organi sociali

CONSIGLIO DI SORVEGLIANZA

PRESIDENTE
Pippo Ranci Ortigosa

VICE PRESIDENTE
Fausto Di Mezza

CONSIGLIERI
Marco Baga
Alessandro Berdini
Marina Brogi
Michaela Castelli
Mario Cocchi
Marco Manzoli
Enrico Giorgio Mattinzoli
Marco Miccinesi
Andrea Mina
Stefano Pareglio
Massimo Perona
Norberto Rosini
Angelo Teodoro Zanotti

CONSIGLIO DI GESTIONE

PRESIDENTE
Graziano Tarantini

VICE PRESIDENTE
Francesco Silva

CONSIGLIERI
Giambattista Brivio
Stefano Cao
Bruno Caparini
Maria Elena Cappello
Renato Ravanelli
Paolo Rossetti

DIRETTORI GENERALI

AREA CORPORATE E MERCATO
Renato Ravanelli

AREA TECNICO - OPERATIVA
Paolo Rossetti

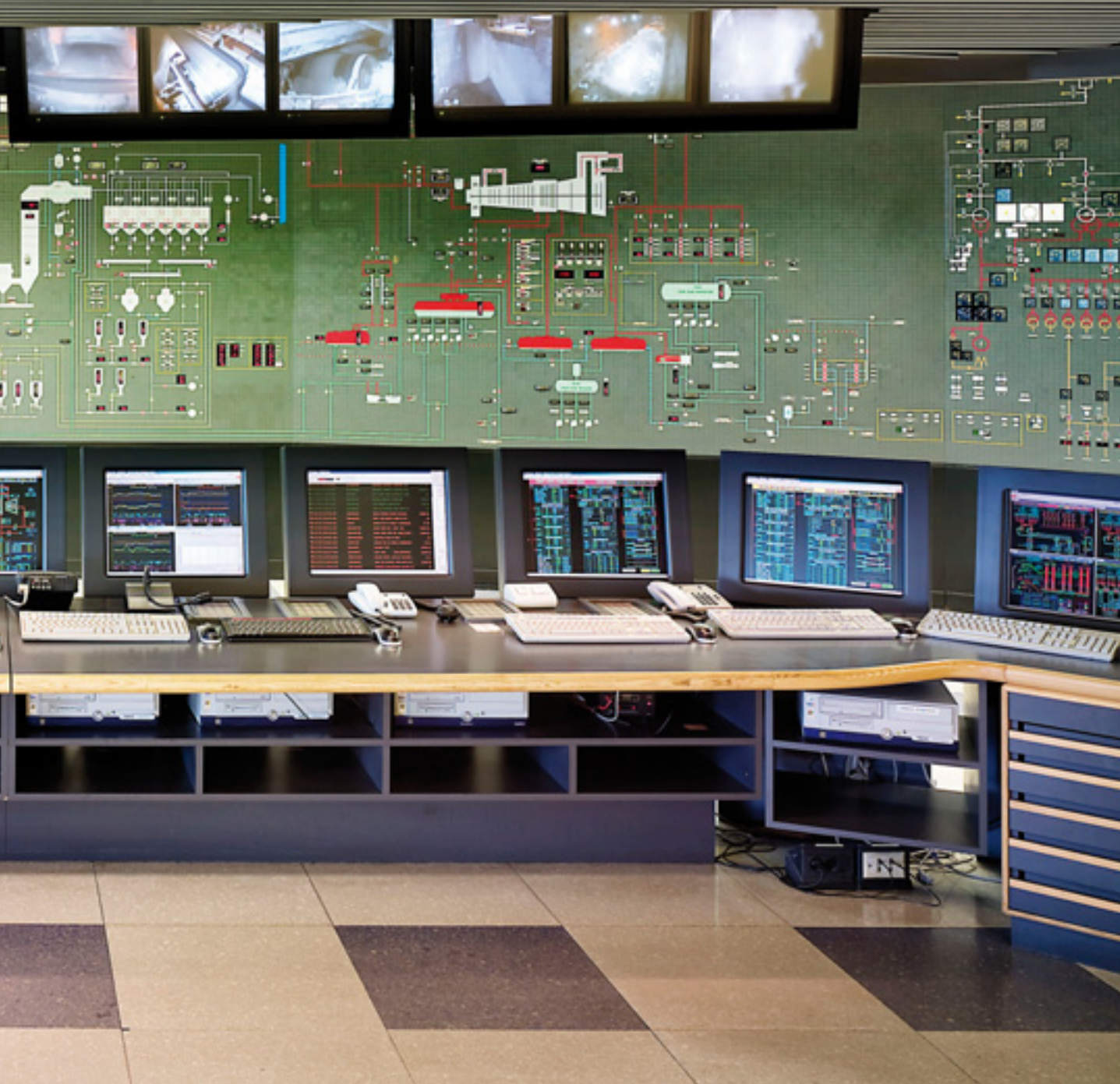
SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS S.P.A.



0.1

**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**



Settori di attività

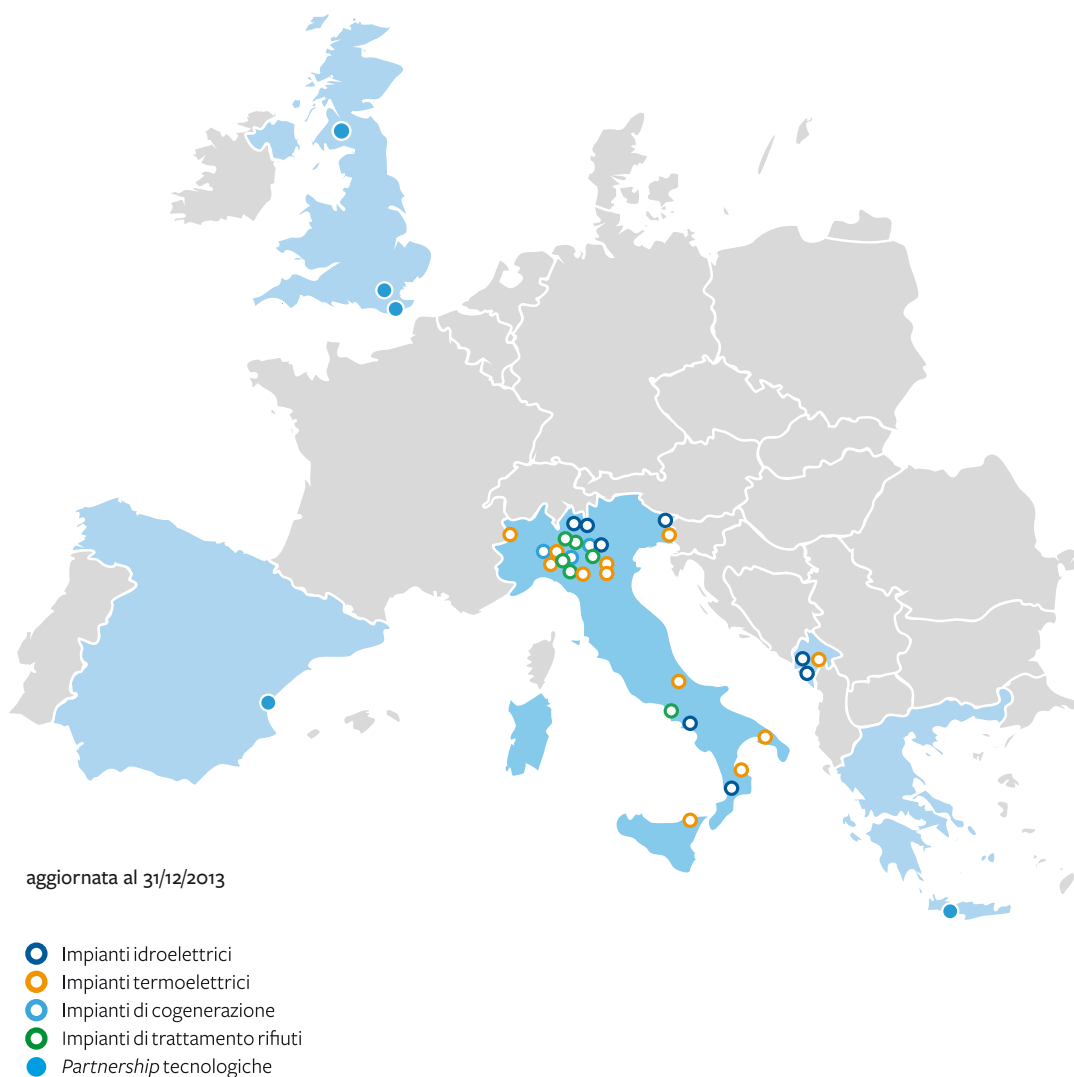
Il Gruppo A2A opera principalmente nei settori della produzione, vendita e distribuzione di gas e di energia elettrica, del teleriscaldamento, dell’ambiente e del ciclo idrico integrato. Tali settori sono a loro volta riconducibili alle “filiere” precisate nel seguente schema:

Filiere del Gruppo A2A

Energia	Ambiente	Calore e Servizi	Reti	Altri Servizi e Corporate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	Raccolta e spazzamento	Impianti di cogenerazione	Reti elettriche	Altri servizi
Energy Management	Trattamento	Reti Teleriscaldamento	Reti gas	Servizi corporate
Vendita Energia Elettrica e Gas	Smaltimento e recupero energetico	Vendita calore e altri servizi	Ciclo idrico integrato	

La suddivisione in filiere riflette la struttura della reportistica che periodicamente viene analizzata dal *management* e dal Consiglio di Gestione al fine di gestire e pianificare il *business* del Gruppo.

Aree geografiche di attività



Struttura del Gruppo

A2A S.p.A.

70,95% Edipower	100,00% A2A Trading	100,00% A2A Energia	100,00% A2A Ambiente	100,00% A2A Calore & Servizi	100,00% A2A Reti Elettriche	100,00% A2A Reti Gas	100,00% Selene
100,00% Abruzzoenergia	70,00% A2A Alfa	100,00% Aspem Energia	100,00% Amsa	60,00% Proaris	100,00% A2A Ciclo Idrico	100,00% A2A Servizi alla distribuzione	100,00% A2A Logistica
50,00% Ergosud	50,00% Premiumgas	33,33% Lumenergia	100,00% Aprica		90,00% Aspem ⁽²⁾	91,60% Retragas	21,94% ACSM-AGAM
43,70% EPCG		50,00% Metamer				74,50% Camuna Energia	7,91% Dolomiti Energia
39,49% Rudnik Uglja ad Pljevlja						49,15% ASVT ⁽¹⁾	

8

Aree di attività

- Energia
- Ambiente
- Calore e Servizi
- Reti
- Altre Società

- (1) Di cui lo 0,38% detenuta tramite A2A Reti Gas S.p.A..
(2) Si segnala l'esistenza di opzioni *put* aventi ad oggetto una ulteriore quota del capitale sociale della società.

Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A. Si rinvia agli allegati 3, 4 e 5 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2013 (**)

Ricavi _____	5.604 milioni di euro
Margine operativo lordo _____	1.133 milioni di euro
Risultato d’esercizio _____	62 milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012 (a)
Ricavi	5.604	6.480
Costi operativi	(3.807)	(4.810)
Costi per il personale	(664)	(602)
Margine operativo lordo	1.133	1.068
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(876)	(567)
Risultato operativo netto	257	501
Risultato da transazioni non ricorrenti	75	45
Gestione finanziaria	(206)	(180)
Risultato al lordo delle imposte	126	366
Oneri per imposte sui redditi	(51)	(128)
Risultato netto da attività operative cessate	-	33
Risultato di terzi	(13)	(11)
Risultato d’esercizio di pertinenza del Gruppo	62	260
Margine operativo lordo/Ricavi	20,2%	16,5%

(a) I valori comparativi per l'esercizio 2012 sono stati riclassificati in base alla nuova struttura di Conto economico adottata.

(**) I dati valgono quali indicatori di performance come richiesto dal CESRN/05/178/B

Dati patrimoniali*Millioni di euro*

	31 12 2013	31 12 2012
Capitale investito netto	7.222	8.069
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.348	3.697
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.874)	(4.372)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,16	1,18
Posizione finanziaria netta consolidata / Market Cap medio	1,95	2,78

Dati finanziari*Millioni di euro*

	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012
Flussi finanziari netti da attività operativa	779	961
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(231)	(250)
Free cash flow	548	711

Dividendo _____

0,033 euro per azione

Capitalizzazione media in borsa del 2013 _____

1.990 milioni di euro**Dati societari di A2A S.p.A.**

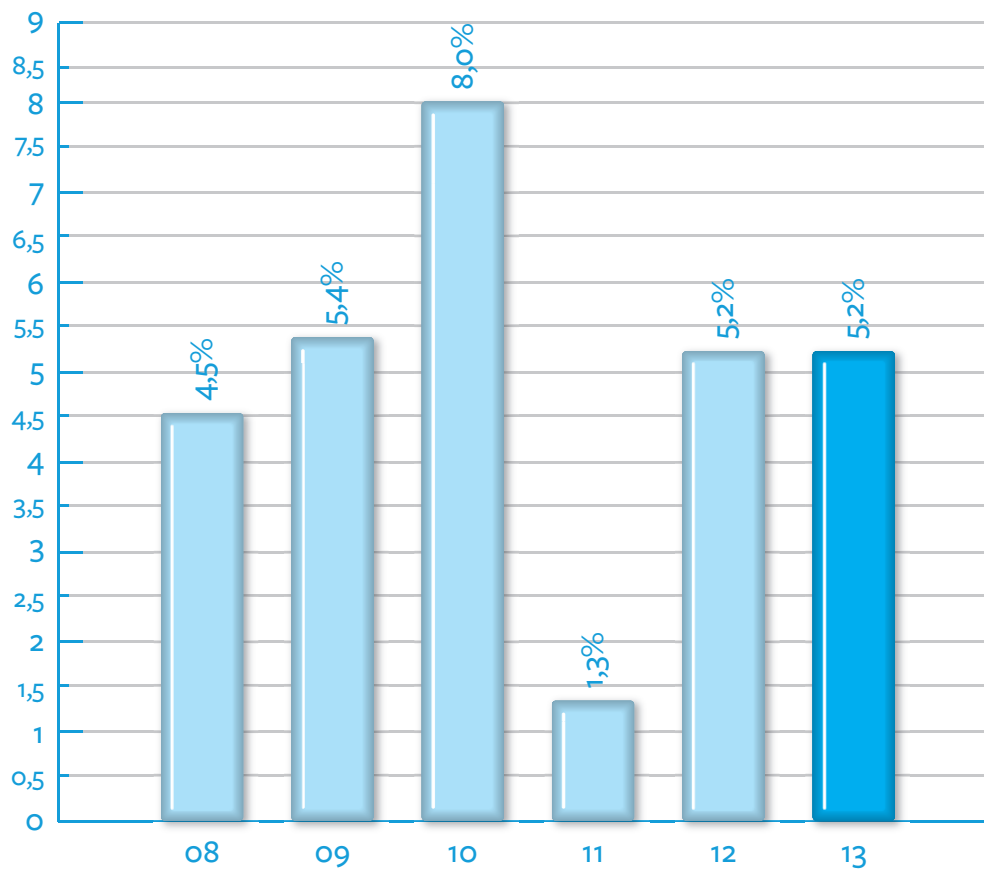
	31 12 2013	31 12 2012
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	26.917.609	26.917.609

Indicatori significativi

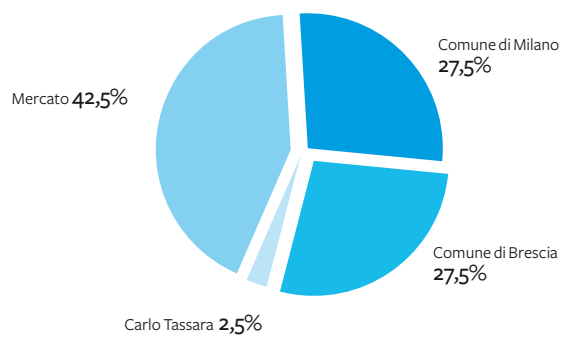
	31 12 2013	31 12 2012
Media Euribor a sei mesi	0,336%	0,828%
Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)	108,74	111,66
Cambio medio Euro/USD (*)	1,33	1,29
Prezzo medio del greggio Brent (Euro/bbl)	81,87	86,80
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	61,53	71,94

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

Dividendo su valore medio anno dell'azione (DIVIDEND YIELD)



Azionariato (*)



(*) Quote superiori al 2% (aggiornato al 31 dicembre 2013).
Fonte: CONSOB

A2A S.p.A. in Borsa

A2A S.p.A. in numeri (Borsa Italiana)

Capitalizzazione al 31 Dicembre 2013 (milioni di euro)	2.665
Capitalizzazione media del 2013 (milioni di euro)	1.990
Volumi medi del 2013	21.331.560
Prezzo medio del 2013 (*)	0,635
Prezzo massimo del 2013 (*)	0,911
Prezzo minimo del 2013 (*)	0,390
Numero di azioni	3.132.905.277

(*) euro per azione

Fonte: Bloomberg

Il titolo A2A è scambiato anche sulle seguenti piattaforme: Chi-X, Turquoise, BATS, BOAT OTC, LSE Europe OTC.

Il 27 giugno 2013 A2A S.p.A. ha distribuito un dividendo pari a 0,026 euro per azione.

Dati azionari

	2013	2012
Utile netto per azione (EPS)	0,020	0,083
Cash-flow per azione (CFPS)	0,249	0,307
Dividendo per azione (DPS)	0,033	0,026
Prezzo/Utile per azione (P/EPS)	31,75x	6,06x
Prezzo/Cash-flow (P/CFPS)	2,55x	1,64x
Dividend Yield (DPS/P)	5,2%	5,2%
Numero di azioni (milioni)	3.133	3.133

Multipli calcolati su prezzo medio annuo

Rating

		Attuale
Standard & Poor's	Rating medio/lungo termine	BBB
	Rating breve termine	A-2
	Outlook	Negativo
Moody's	Rating medio/lungo termine	Baa3
	Outlook	Negativo

Fonti: agenzie di rating

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
WisdomTree
S&P Developed Ex-US

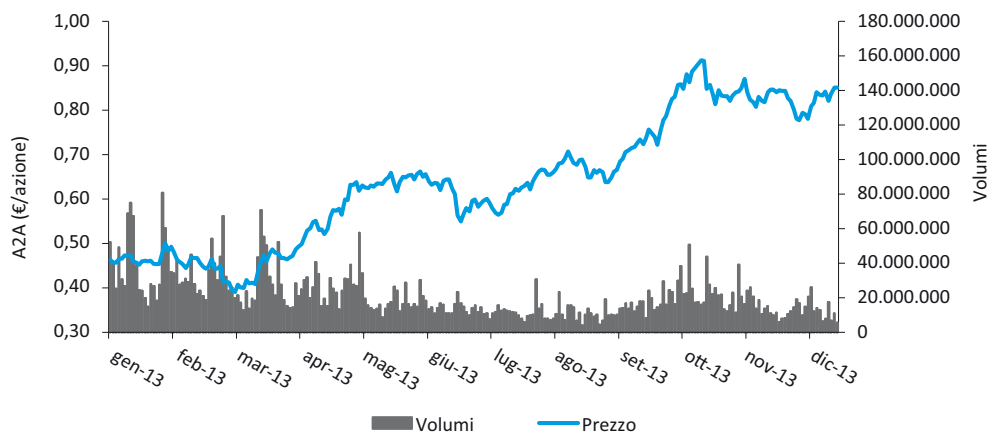
Indici etici

ECPI Ethical Index EMU
Axia Substainable Index
Solactive Climate Change Index
FTSE ECPI Italia SRI Benchmark

Fonte: Bloomberg

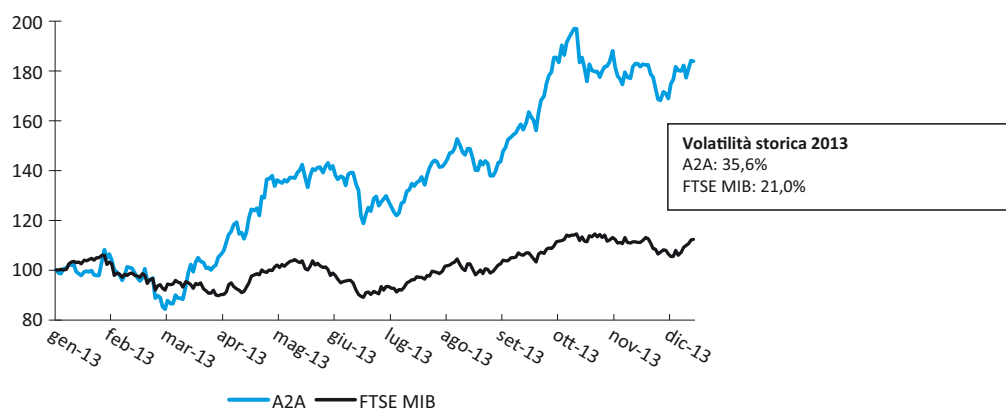
A2A è inoltre inclusa nell’Ethibel Excellence Investment Register.

A2A nel 2013



A2A vs FTSE MIB

(Prezzi 1° gennaio 2013= 100)



Fonte: Bloomberg



A low-angle, upward-looking photograph of several large, polished, metallic industrial pipes. The pipes are arranged diagonally, creating a sense of height and scale. In the background, a modern building with a glass facade and a blue sky are visible. The overall image has a clean, industrial aesthetic.

0.2

**Risultati consolidati
e andamento
della gestione**

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

I dati quantitativi ed economici al 31 dicembre 2013 non risultano omogenei con quelli dell'esercizio 2012, infatti:

- nell'esercizio 2012 la società Edipower S.p.A. è consolidata integralmente a partire dal mese di giugno mentre nei mesi precedenti era consolidata con il metodo del patrimonio netto e per la sola quota del 20%;
- nell'esercizio 2013 i risultati includono il contributo derivante dal 77% della produzione degli impianti termoelettrici ed idroelettrici di Edipower S.p.A. fino al mese di ottobre 2013. A partire dal mese di novembre 2013, a seguito dell'operazione di scissione non proporzionale avvenuta in Edipower S.p.A. a favore di Iren Energia S.p.A., non sono invece incluse le produzioni dell'impianto termoelettrico di Turbigo e del nucleo idroelettrico di Tusciano, mentre è integrale il contributo degli altri impianti di Edipower S.p.A..

Per un maggior dettaglio relativamente a quanto sopra evidenziato si rinvia al paragrafo “variazioni dell’area di consolidamento”.

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012 (*)	Variazioni
Ricavi	5.604	6.480	(876)
<i>di cui:</i>			
- Ricavi di vendita e prestazioni	5.389	6.281	(892)
- Altri ricavi operativi	215	199	16
Costi operativi	(3.807)	(4.810)	1.003
Costi per il personale	(664)	(602)	(62)
Margine operativo lordo	1.133	1.068	65
Ammortamenti e svalutazioni	(736)	(491)	(245)
Accantonamenti	(140)	(76)	(64)
Risultato operativo netto	257	501	(244)
Risultato di transazioni non ricorrenti	75	45	30
Oneri netti di gestione finanziaria	(183)	(193)	10
Quota di risultato di società consolidate ad equity	(23)	13	(36)
Risultato al lordo delle imposte	126	366	(240)
Oneri per imposte sui redditi	(51)	(128)	77
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	75	238	(163)
Risultato netto da attività operative cessate	-	33	(33)
Risultato di pertinenza di terzi	(13)	(11)	(2)
Risultato d’esercizio di pertinenza del Gruppo	62	260	(198)

(*) I valori comparativi per l’esercizio 2012 sono stati riclassificati in base al cambiamento della struttura del conto economico avvenuta nell’esercizio 2013

Nel 2013 i ricavi del Gruppo sono risultati complessivamente pari a 5.604 milioni di euro, in flessione rispetto all’esercizio precedente (6.480 milioni di euro) principalmente per effetto della decisione di contrarre l’attività di intermediazione di gas sui mercati all’ingrosso.

Di seguito si riportano i principali dati quantitativi dell’esercizio in esame, che hanno contribuito alla determinazione dei ricavi del Gruppo, confrontati con l’anno precedente:

	31 12 2013	31 12 2012
EE venduta a clienti grossisti e <i>retail</i> (GWh)	24.519	23.664
EE venduta in Borsa (GWh)	12.905	13.069
EE venduta sui mercati esteri (GWh)	12.699	11.983
EE venduta (GWh) – EPCG	4.135	4.284
Gas venduto (Mmc)	2.435	3.845
Calore venduto (GWht)	2.382	2.217
EE distribuita (GWh)	11.098	11.361
EE distribuita (GWh) - EPCG	2.530	2.596
Gas distribuito (Mmc)	2.076	2.010
Acqua distribuita (Mmc)	63	69
Acqua depurata (Mmc)	35	41
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.517	2.457

Dettaglio Produzioni	31 12 2013	31 12 2012
Produzione termoelettrica (GWh)	7.432	9.362
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	1.311	1.245
Produzione idroelettrica (GWh)	5.023	4.028
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	2.498	1.470
Produzione calore (GWht)	2.126	2.005
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	300	310
Vendita di EE da impianti di termovalorizzazione e biogas (GWh)	1.103	1.143

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 1.133 milioni di euro, in crescita di 65 milioni di euro rispetto all’esercizio 2012.

La tabella che segue evidenzia la dinamica del Margine Operativo Lordo per filiera di attività:

Milioni di euro	31 12 2013	31 12 2012
Filiera Energia	533	541
Filiera Ambiente	282	219
Filiera Calore e Servizi	86	73
Filiera Reti	256	242
Filiera Altri Servizi e Corporate	(24)	(7)
Totale Ebitda	1.133	1.068

La *Filiera Energia* evidenzia un Margine Operativo Lordo pari a 533 milioni di euro, in flessione di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato 2013, tuttavia, include lo stanziamento dell'onere di mobilità per circa 7 milioni di euro. Al netto di tale effetto la marginalità della Filiera risulta sostanzialmente in linea con l'esercizio 2012. L'esercizio in esame ha beneficiato dell'ottima *performance* della controllata EPCG (+62 milioni di euro) che è stata compensata dalla minore marginalità conseguita sui mercati dei titoli ambientali. L'esercizio 2012, infatti, aveva beneficiato, del meccanismo delle allocazioni gratuite di CO2 previsto nella precedente fase (II) dell'EU ETS, nonché di maggiori vendite di Certificati Verdi a seguito della vendita della posizione lunga registrata nel corso del 2011. La gestione integrata del portafoglio di generazione e delle attività di commercializzazione di energia elettrica e gas, nonostante il significativo peggioramento delle condizioni di mercato del comparto elettrico, ha permesso di mantenere marginalità allineate con l'esercizio precedente.

Il Margine Operativo Lordo della *Filiera Ambiente* è risultato pari a 282 milioni di euro, in crescita rispetto ai 219 milioni di euro conseguiti nell'esercizio precedente. Tale risultato include una componente positiva di reddito pari a 27 milioni di euro di competenza dell'esercizio precedente che nel quarto trimestre del 2012 era stata prudenzialmente accantonata a fronte di incertezze del quadro regolatorio. Al netto di tali componenti, il risultato operativo lordo della filiera risulta pari a 255 milioni di euro, in crescita di 9 milioni di euro rispetto al 2012. Infatti i minori ricavi dovuti alla scadenza delle convenzioni CIP6 relative agli impianti di termovalorizzazione di Corteolona (Pavia) e Brescia e alla conclusione di alcune commesse estere, sono stati più che compensati dai maggiori margini conseguiti dall'espansione dei servizi di raccolta e spazzamento e dalle attività industriali di smaltimento di rifiuti.

Il Margine Operativo Lordo della *Filiera Calore e Servizi*, ha raggiunto 86 milioni di euro, in crescita di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012. A tale positiva *performance* hanno contribuito sia il Comparto Teleriscaldamento - che ha beneficiato soprattutto degli effetti dello sviluppo commerciale - sia l'attività di Gestione di impianti di riscaldamento di pro-

prietà di terzi. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dai minori ricavi di vendita di energia elettrica.

La marginalità della *Filiera Reti*, si è attestata a 256 milioni di euro (242 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Al netto dello stanziamento degli oneri per mobilità relativi al piano di ristrutturazione aziendale, che hanno inciso negativamente sul risultato del 2013 per 12 milioni di euro, la Filiera evidenzia una crescita pari a 26 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012. Tale dinamica è attribuibile al positivo contributo di tutti i comparti della Filiera.

In particolare, l'attività di distribuzione di energia elettrica evidenzia un Margine Operativo Lordo in crescita di 17 milioni di euro per effetto di minori costi di gestione e di partite non ricorrenti di reddito che avevano inciso negativamente nell'esercizio precedente.

Nel comparto distribuzione gas il miglioramento dei risultati (+3 milioni di euro rispetto all'anno precedente) è ascrivibile all'incremento dei ricavi ammessi per l'attività di distribuzione relativi all'anno 2013.

Il settore idrico, infine, registra un Margine Operativo Lordo pari a 11 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto al 2012. Tale andamento è principalmente dovuto a minori costi di gestione e all'aumento delle tariffe deliberate dall'Autorità di regolazione, effetti parzialmente compensati da minori volumi di acqua distribuita.

Il risultato della *Filiera Altri Servizi e Corporate* risulta negativo per 24 milioni di euro (-7 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Nel confronto con l'esercizio precedente, il risultato risente dello stanziamento dell'onere di mobilità per complessivi 6 milioni di euro, del beneficio sul 2012 di partite non ricorrenti per 7 milioni di euro e della modifica dei livelli economici dei contratti infragruppo tra la A2A S.p.A e alcune società del Gruppo alle quali sono stati ceduti asset informatici.

Gli “**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**” ammontano complessivamente a 876 milioni di euro (567 milioni di euro al 31 dicembre 2012). L'incremento dell'esercizio risente, per 237 milioni di euro, delle svalutazioni di alcuni impianti termoelettrici effettuate a seguito dei risultati emersi in fase di *Impairment Test*, eseguito sugli stessi da un perito esterno indipendente nominato dal Gruppo. Tali svalutazioni sono finalizzate ad adeguare il loro valore contabile alle minori prospettive reddituali derivanti da un mercato strutturalmente in sovra-capacità produttiva.

Al netto di tale componente straordinaria la voce in esame risulta pari a 639 milioni di euro, in crescita rispetto all'esercizio precedente che aveva beneficiato del rilascio di fondi precedentemente accantonati e del consolidamento di Edipower S.p.A. per soli 7 mesi.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” è pari a 257 milioni di euro (501 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” presenta un saldo positivo di 75 milioni di euro ed accoglie gli effetti positivi dell’operazione straordinaria riferita alla scissione parziale non proporzionale di un compendio di asset di generazione di Edipower S.p.A. a favore di Iren Energia S.p.A. (che a seguito di tale operazione è uscita completamente dall’azionariato di Edipower S.p.A.) e della cessione di cinque piccoli impianti idroelettrici ad acqua fluente (per complessivi 8 MW).

Nel precedente esercizio la posta risultava pari a 45 milioni di euro e si riferiva principalmente ai contributi positivi derivanti dalla cessione della partecipazione nella società e-Utile S.p.A. e della quota azionaria detenuta in Metroweb S.p.A..

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” ammontano a 183 milioni di euro (193 milioni di euro nell’esercizio precedente). L’esercizio 2013, che incorpora gli effetti del consolidamento di Edipower S.p.A. per l’intera annualità, registra maggiori oneri finanziari a servizio del debito per circa 47 milioni di euro e una variazione positiva per 79 milioni di euro dei derivati. Il risultato al 31 dicembre 2012 comprendeva anche gli effetti positivi derivanti dall’iscrizione del *badwill* di 18 milioni di euro derivante dal primo consolidamento di Edipower S.p.A..

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” è negativa per 23 milioni di euro mentre nell’esercizio 2012 risultava positiva per 13 milioni di euro. La posta comprende l’effetto pari a 30 milioni di euro della svalutazione della partecipazione che A2A S.p.A. detiene in Ergosud S.p.A. (50%) al fine di allineare il valore di iscrizione della partecipazione nella società al valore risultante dal processo di *Impairment Test*.

Il precedente esercizio beneficiava dei risultati (positivi per 12 milioni euro) della partecipata Edipower S.p.A. nel periodo precedente all’acquisizione del controllo.

Il “**Risultato netto da attività operative cessate**” al 31 dicembre 2013 non presenta alcun valore mentre nel precedente esercizio risultava pari a 33 milioni di euro ed accoglieva la plusvalenza netta realizzata dalla cessione del Gruppo Coriance.

Il “**Risultato d’esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è pari a 62 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il “**Capitale investito**” consolidato al 31 dicembre 2013 ammonta a 7.222 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.348 milioni di euro e nell’indebitamento finanziario netto per 3.874 milioni di euro.

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 741 milioni di euro, in diminuzione di 82 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012.

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, comprensivo delle “Attività/Passività destinate alla vendita”, è pari a 6.481 milioni di euro, in diminuzione di 765 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 a seguito della scissione parziale non proporzionale di un compendio di assets di generazione di Edipower S.p.A. a favore di Iren Energia S.p.A. che ha avuto efficacia nel corso dell’esercizio.

La “**Posizione finanziaria netta**”, pari a 3.874 milioni di euro, è in miglioramento di 498 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 a seguito della positiva generazione di cassa attribuibile alla gestione operativa, parzialmente compensata dalle risorse assorbite dalle attività di investimento per 284 milioni di euro e dai dividendi distribuiti dalla capogruppo nel corso dell’esercizio per 81 milioni di euro.

Milioni di euro	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.481	6.969	(488)
- Immobilizzazioni materiali	5.930	6.370	(440)
- Immobilizzazioni immateriali	1.306	1.393	(87)
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti ^(*)	196	219	(23)
- Altre attività/passività non correnti ^(*)	(379)	(346)	(33)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	372	269	103
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(605)	(611)	6
- Benefici a dipendenti	(339)	(325)	(14)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(379)	(340)	
Capitale di funzionamento	741	823	(82)
- Rimanenze	284	340	(56)
- Crediti commerciali e altre attività correnti ^(*)	2.272	2.217	55
- Debiti commerciali e altre passività correnti ^(*)	(1.872)	(1.816)	(56)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	57	82	(25)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(8)	(9)	
Attività/Passività destinate alla vendita ^(*)	-	277	(277)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	7.222	8.069	(847)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.348	3.697	(349)
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.942	4.305	(363)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(68)	67	(135)
Totale Posizione finanziaria netta	3.874	4.372	(498)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	31	23	
TOTALE FONTI	7.222	8.069	(847)

(*) Al netto dei saldi inclusi nella Posizione finanziaria netta.

Milioni di euro	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio	(4.372)	(4.021)
Apporto Posizione finanziaria netta Edipower S.p.A.	-	(959)
Effetto scissione Iren	45	-
Risultato d'esercizio (comprende utile di terzi) ^(*)	(18)	192
Ammortamenti	486	489
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	260	10
Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>	23	(13)
Imposte nette pagate	(122)	(251)
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	150	534
Flussi finanziari netti da attività operativa	779	961
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(231)	(250)
Free cash flow	548	711
Dividendi pagati dalla capogruppo	(81)	(40)
Dividendi pagati dalle controllate	(6)	(8)
Cash flow da distribuzione dividendi	(87)	(48)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(8)	(55)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.874)	(4.372)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto.

(**) Il risultato dell'esercizio è esposto al netto delle plusvalenze per cessione di partecipazioni.

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Incontro tra i rappresentanti di A2A S.p.A. e le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali

Nell'ambito dell'incontro avvenuto nel mese di febbraio 2013 tra i rappresentanti di A2A S.p.A. e le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali sono state illustrate le linee di sviluppo industriale e finanziario previste nel Piano Industriale 2013–2015, approvato l'8 novembre 2012 dal Consiglio di Gestione e dal Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A.. Sono stati inoltre descritti alcuni interventi volti a contenere la dinamica del costo del lavoro anche mediante il ricorso ad idonei ammortizzatori sociali per il personale.

In data 19 aprile 2013 A2A S.p.A. (anche in nome delle società del Gruppo) e le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali hanno firmato l'Accordo Quadro sull'utilizzo degli istituti della Cassa Integrazione Guadagni Ordinaria (CIGO) e della Mobilità.

In sintesi l'Accordo prevede:

Cassa Integrazione Guadagni Ordinaria (CIGO)

Nel periodo aprile 2013-aprile 2015 è previsto l'utilizzo della CIGO per gli impianti di Cassano, Sermide, Chivasso e Turbigo.

La Cassa Integrazione Guadagni Ordinaria avrà una durata prevedibile di circa quaranta settimane nell'arco del biennio suindicato.

Durante i periodi di CIGO sarà mantenuto in servizio il solo personale strettamente necessario al presidio degli impianti e alla sicurezza degli stessi.

Inoltre, al fine di ridurre il più possibile l'impatto degli ammortizzatori sociali, A2A S.p.A., compatibilmente con la fungibilità dei lavoratori e ove possibile, effettuerà la rotazione tra i medesimi.

Sarà anticipato il trattamento economico a carico dell'INPS, integrandolo sino all'85% della retribuzione fissa e continuativa mensile.

Integrazione AzA S.p.A. – Edipower S.p.A. e Progetto Reti

Sono state confermate circa 260 risorse in esubero che lasceranno il Gruppo attraverso distinte procedure di mobilità.

Tali procedure riguarderanno esclusivamente i lavoratori che attraverso il percorso di mobilità raggiungeranno il requisito pensionistico e i lavoratori che, anche al di fuori dei profili dichiarati in esubero, salvaguardando le esigenze tecnico organizzative e produttive, manifesteranno formalmente la loro volontà alla collocazione in mobilità.

Verranno riconosciuti, in aggiunta all'indennità sostitutiva del preavviso, i seguenti importi a titolo di incentivo all'esodo:

- due mensilità con l'aggiunta, per tutto il periodo di permanenza in mobilità, di una integrazione pari all'88% della retribuzione fissa e continuativa;
- per coloro che hanno aderito entro il 15 settembre 2013, ulteriori cinque mensilità;
- a favore dei lavoratori che accederanno alla pensione anticipata con età anagrafica inferiore a 62 anni sarà riconosciuta un'ulteriore indennità pari a due mensilità per ogni anno di anticipo nell'accesso alla pensione rispetto ai 62 anni;
- per i lavoratori già in possesso dei requisiti pensionistici, invece, sarà riconosciuto unicamente un incentivo all'esodo pari a quattro mensilità.

Sede di Mestre

Con riferimento alla sede di Mestre, in data 5 luglio 2013 è stato firmato con le parti sociali un accordo volto a preservare gli aspetti occupazionali dell'area sospendendo la decisione di chiudere il sito. L'accordo prevede una riduzione media dell'orario di lavoro pari al 45% mediante l'applicazione del contratto di solidarietà, con il conseguente ricorso all'istituto della mobilità volontaria per un numero limitato di lavoratori che, attraverso il percorso, raggiungeranno il requisito pensionistico.

Armonizzazione degli istituti contrattuali e razionalizzazione dei CCNL applicati

A partire dal mese di giugno 2013 sono stati avviati a livello di Gruppo specifici tavoli negoziali con l'obiettivo di pervenire all'armonizzazione degli aspetti economici e normativi vigenti nell'ambito delle singole società, ivi compresa Edipower S.p.A..

In aggiunta, è stato riconosciuto in via generale il principio di "unicità di CCNL" applicato per singola società.

Anche in questo caso sarà avviato per ciascuna società uno specifico tavolo di confronto per individuare il CCNL di riferimento.

A2A S.p.A.: sottoscritto con un *pool* di banche nazionali ed estere un contratto relativo ad una nuova linea di credito *revolving* della durata di 5 anni

In data 22 aprile 2013 A2A S.p.A. ha sottoscritto il contratto relativo ad una nuova linea di credito *revolving* dell'importo di 600 milioni di euro e della durata di 5 anni, che ha sostituito linee di credito *revolving* in scadenza nei successivi 24 mesi e non utilizzate alla data della sottoscrizione del nuovo contratto.

Il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A. approva il Bilancio 2012

In data 29 aprile 2013, sotto la presidenza del prof. Pippo Ranci Ortigosa, si è riunito il Consiglio di Sorveglianza che ha approvato il Bilancio separato e la Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo A2A al 31 dicembre 2012 predisposti dal Consiglio di Gestione.

Il Consiglio di Sorveglianza ha approvato inoltre la proposta del Consiglio di Gestione di sottoporre all'Assemblea degli azionisti il pagamento di un dividendo per azione ordinaria pari a 0,026 euro da mettere in pagamento dal 27 giugno 2013 (data stacco cedola 24 giugno 2013).

Successivamente, in data 13 giugno 2013, l'Assemblea degli Azionisti di A2A S.p.A. ha approvato la proposta di distribuzione di un dividendo per azione ordinaria pari a 0,026 euro da mettere in pagamento dal 27 giugno 2013 (data stacco cedola n. 16 il 24 giugno 2013) e *record date* il 26 giugno 2013.

Standard & Poor's conferma il *rating* a lungo termine a BBB con *outlook* negativo di A2A S.p.A.. Invariato anche il *rating* a breve termine A-2

Nel mese di maggio Standard & Poor's ha confermato il *rating* di lungo termine di A2A S.p.A., pari a BBB con "*outlook negative*", ed il *rating* a breve termine pari a A-2.

La conferma del *rating* premia il programma di riduzione del debito e l'efficacia della strategia finanziaria, volta a dotarsi anticipatamente delle risorse necessarie per il rimborso dei debiti in scadenza.

La valutazione riflette inoltre un profilo di *business* forte e stabile, caratterizzato da un elevato livello di diversificazione ed integrazione e supportato da una significativa presenza nelle attività regolate.

A2A Energia S.p.A.: cominciano le attività del Comitato Paritetico costituito con le Associazioni dei Consumatori

In data 22 maggio 2013, come previsto dal Protocollo di Autoregolazione firmato lo scorso 1° marzo da A2A Energia S.p.A. – società di vendita di elettricità e gas del Gruppo A2A - e le Associazioni dei Consumatori, hanno preso ufficialmente il via le attività del Comitato Paritetico. Il Comitato, che prevede tre componenti indicati dalle Associazioni dei Consumatori e altrettanti nominati da A2A Energia S.p.A. (più un membro supplente), ha il compito di vigilare sul rispetto delle regole previste dal Protocollo di Autoregolazione e di verificare la correttezza delle procedure commerciali messe in atto dalla società.

Le Associazioni che hanno contribuito alla redazione ed hanno sottoscritto l'accordo sono: ACU, Adiconsum, Adoc, Adusbef, Altroconsumo, Assoutenti, Casa del Consumatore, Cittadinanzattiva, Codacons, Codici, Confconsumatori, Coniacut, Federconsumatori, Lega Consumatori, Movimento Consumatori, Movimento Difesa del Cittadino e Unione Nazionale Consumatori.

Durante la prima riunione del Comitato i membri hanno condiviso le modalità operative e la periodicità degli incontri. Fra le priorità individuate e già inserite all'ordine del giorno dei primi incontri si segnalano:

- la formazione e la verifica della qualità dell'operato e del rispetto dei contenuti del Protocollo di Autoregolazione da parte dei *partner* commerciali;
- l'analisi delle differenti casistiche che potrebbero dar luogo a contestazioni.

Prosegue il percorso intrapreso da tempo da A2A Energia S.p.A. per prevenire le pratiche commerciali scorrette e tutelare i clienti. Oltre al Comitato Paritetico, il Protocollo di Autoregolazione prevede anche l'estensione dei termini per il diritto di ripensamento da parte del cliente finale, l'invio di una lettera di conferma da parte di A2A Energia S.p.A. per comunicare l'attivazione di nuovi contratti di fornitura, formazione specifica e possibili sanzioni per i *partner* commerciali di A2A Energia S.p.A..

Nel caso fossero accertati comportamenti difforni da quanto contenuto nel Protocollo, oltre a indennizzi erogati direttamente al cliente finale, è prevista la costituzione di un fondo da destinarsi ad iniziative di informazione e prevenzione in materia di pratiche commerciali scorrette.

Costituita A2A Ambiente S.p.A.

La costituzione di A2A Ambiente S.p.A., la più grande azienda italiana nel settore ambientale per volume d'affari generato, rientra nell'ambito delle operazioni societarie di riorganizzazione e razionalizzazione della filiera ambiente del Gruppo A2A che hanno avuto luogo nell'esercizio 2013.

In precedenza il polo ambientale del Gruppo A2A era infatti distribuito in quattro società: Amsa S.p.A., Aprica S.p.A., Ecodeco S.r.l. e Partenope Ambiente S.p.A..

La costituzione e l'evoluzione societaria di A2A Ambiente S.p.A. sono avvenute in due fasi.

La prima, di riassetto impiantistico, è stata perfezionata in data 1° luglio 2013 e ha riguardato il trasferimento mediante un'operazione di scissione degli impianti di trattamento e smaltimento da Amsa S.p.A. e Aprica S.p.A. ad A2A Ambiente S.r.l. (ex Ecodeco S.r.l.).

In seguito all'operazione di scissione, Amsa S.p.A. e Aprica S.p.A. hanno continuato ad operare sui rispettivi territori e con i marchi di riferimento nelle loro attività caratteristiche di igiene urbana, mantenendo invariato il rapporto con i Comuni clienti. Amsa S.p.A. e Aprica S.p.A. conferiscono i rifiuti ad A2A Ambiente S.r.l., che si occupa del trattamento e della valorizzazione energetica ricavandone energia elettrica e termica destinata al teleriscaldamento ad uso urbano.

La seconda fase ha comportato alcune variazioni nella struttura societaria e nella catena di controllo delle società della filiera ambiente. Con decorrenza dal 27 novembre 2013 la capogruppo A2A S.p.A. ha conferito le partecipazioni detenute nelle società Amsa S.p.A., Aprica S.p.A. ad A2A Ambiente S.r.l. che, con efficacia dall'11 novembre 2013, si è trasformata in società per azioni.

Successivamente nel mese di dicembre 2013, con efficacia dal 1° gennaio 2014, è stata perfezionata la fusione per incorporazione di Partenope Ambiente S.p.A., società a cui era affidata la gestione del termovalorizzatore di Acerra e dello Stir di Caivano, in A2A Ambiente S.p.A..

Il conferimento del ramo di azienda "Raccolta" da parte di A2A Ambiente S.p.A. in favore di Amsa S.p.A., avvenuto nel mese di dicembre 2013, ha infine completato il processo di ottimizzazione della struttura della filiera ambiente.

A2A Ambiente S.p.A. potrà ulteriormente svilupparsi in un contesto di mercato in forte evoluzione. L'Italia infatti, con il 50% circa dei rifiuti smaltiti in discarica, presenta un forte divario impiantistico rispetto ai principali paesi europei, mentre all'estero la società potrà continuare a fare leva sul proprio *know-how*, sia nei mercati dove è già presente (Inghilterra, Spagna, Grecia) che in nuove aree geografiche.

Effettuata emissione obbligazionaria sul mercato europeo per complessivi 500 milioni di euro e lanciata offerta di riacquisto sulle obbligazioni con scadenza 2014 e 2016

A2A S.p.A. ha collocato in data 3 luglio 2013 sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria di importo pari a 500 milioni di euro e della durata di sette anni e mezzo, a valere

sull'*Euro Medium Term Note Programme* di complessivi 2 miliardi di euro approvato dal Consiglio di Gestione il 19 settembre 2012. L'emissione è stata destinata esclusivamente a investitori istituzionali.

Le obbligazioni di nuova emissione sono regolate dalla legge inglese e dal 10 luglio 2013 sono negoziate presso la Borsa del Lussemburgo.

In linea con la strategia finanziaria del Gruppo, volta ad allungare la durata media del debito e a ottimizzare il profilo temporale delle scadenze, A2A S.p.A. ha lanciato un'offerta per il riacquisto parziale delle obbligazioni con scadenza 2014 e 2016, il cui ammontare era pari rispettivamente a 500 e a 1.000 milioni di euro. In data 9 luglio 2013 A2A S.p.A. ha comunicato i risultati finali e il *pricing* dell'offerta parziale di riacquisto rivolta ai detentori dei titoli con scadenza 2014 e dei titoli con scadenza 2016. Riacquistati rispettivamente per 201 milioni di euro e 238 milioni di euro.

Come indicato nel *Tender Offer Memorandum*, il prezzo di riacquisto per le obbligazioni scadenti entro il 2014 e il 2016 è stato pari rispettivamente al 103,8% e al 107%.

A2A S.p.A. cede cinque piccoli impianti idroelettrici ad acqua fluente

In data 5 luglio 2013 è stata perfezionata la cessione al Gruppo elvetico BKW della società Chi.Na.Co S.r.l., controllata al 100% da A2A S.p.A. e alla quale la stessa A2A S.p.A. aveva conferito cinque piccoli impianti idroelettrici ad acqua fluente, per una potenza installata di circa 8 MW.

L'operazione in oggetto prevede un corrispettivo di 38 milioni di euro, cui potrebbero aggiungersi ulteriori 1,6 milioni di euro al verificarsi di alcune condizioni entro il prossimo anno. Gli impianti nel 2012 hanno prodotto 37 GWh di energia elettrica, con ricavi di circa 4 milioni di euro e un Ebitda di 3,1 milioni di euro.

A2A S.p.A., che è stata supportata nella gestione del processo competitivo di vendita da Banca IMI, ha giudicato migliore l'offerta di BKW non solo dal punto di vista economico ma anche in termini di continuità della gestione industriale degli impianti ceduti, tenuto conto del contesto territoriale in cui essa viene svolta. BKW è infatti un primario operatore internazionale del settore, con oltre 3000 dipendenti e direttamente presente in Italia da più di 13 anni.

Con questa cessione, A2A S.p.A. prosegue la propria azione di razionalizzazione del portafoglio industriale e di riduzione del debito, in linea con quanto previsto nel Piano Economico Finanziario 2013-2015.

Piano di Adeguamento per la Centrale termoelettrica di Brindisi

Come previsto dal decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) relativo alla centrale termoelettrica di Brindisi, entrato in vigore il 13 settembre 2012, Edipower S.p.A. ha pre-

sentato, in data 30 settembre 2013, alle autorità competenti il progetto e lo studio di impatto ambientale per la modifica della centrale termoelettrica.

Il Piano di Adeguamento dell'impianto, in ottemperanza a quanto previsto dal decreto AIA in vigore, consente alla centrale la prosecuzione della propria attività di produzione di energia elettrica.

Come anticipato in vari incontri tenuti a Brindisi nei mesi scorsi, il Progetto di Edipower S.p.A. nasce dall'esigenza di trovare una soluzione alla perdita di marginalità dell'impianto causata dal mutato scenario del mercato elettrico nazionale e locale che, nell'attuale assetto, ha condotto ad un ridotto funzionamento della centrale e a condizioni di insostenibilità economica (la centrale è ferma dal 26 dicembre 2012).

Il Progetto di Edipower S.p.A., infatti, si pone l'obiettivo di consentire alla centrale di ritornare ad essere competitiva sul mercato, grazie al dimezzamento della capacità installata (da 640 MW a circa 300 MW), con l'abbattimento del 50% delle emissioni in atmosfera e mediante l'utilizzo di un combustibile rinnovabile alternativo al carbone, frutto di un brevetto internazionale di proprietà di A2A e classificato dalle normative europee di riferimento. Il piano prevede che il nuovo combustibile possa essere prodotto in un impianto situato in prossimità della centrale previo ottenimento delle necessarie autorizzazioni (con iter disgiunto da quello di Edipower S.p.A.) da A2A Ambiente S.p.A., società partecipata da A2A S.p.A., socio di maggioranza di Edipower S.p.A., che ne detiene il brevetto.

Sarà quindi possibile garantire una riduzione dei costi di esercizio dell'impianto e il dimezzamento delle emissioni in atmosfera con ricadute positive per l'ambiente, l'economia e l'occupazione locale diretta e indiretta.

Il Progetto di Edipower S.p.A. per la centrale di Brindisi prevede un complesso di iniziative e investimenti che riguardano l'ambientalizzazione della centrale.

Il piano sarà sottoposto a valutazione di impatto ambientale e ad un iter di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale attuale. Sulla compatibilità ambientale dovranno pronunciarsi il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero dei Beni delle Attività Culturali e del Turismo.

Atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A.

In data 24 ottobre 2013 è stato stipulato, tra A2A S.p.A. e Iren S.p.A., l'atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A.. L'operazione, che ha avuto efficacia dal 1° novembre 2013, era stata approvata dalle assemblee straordinarie di Edipower S.p.A. e Iren Energia S.p.A. in data 28 giugno 2013 in esecuzione degli accordi sottoscritti tra A2A S.p.A. e Iren S.p.A. in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower S.p.A. perfezionata nel maggio 2012.

Per effetto della scissione, è stato assegnato ad Iren Energia S.p.A., che è in questo modo uscito completamente dall'azionariato di Edipower S.p.A., il compendio costituito dall'im-

pianto termoelettrico di Turbigo, dal nucleo idroelettrico di Tusciano, dal personale operante in tali impianti, dagli elementi patrimoniali attivi e passivi attribuibili agli impianti stessi e da un debito finanziario di 44,8 milioni di euro. Tale operazione ha generato una plusvalenza pari a 60 milioni di euro.

L'operazione di scissione ha comportato la completa uscita del Gruppo Iren dall'azionariato di Edipower S.p.A..

A seguito della scissione il capitale sociale di Edipower S.p.A. è così ripartito: A2A S.p.A. 71%, Dolomiti Energia S.p.A. 8,5%, SEL S.p.A. 8,5%, Mediobanca 5,1%, Fondazione CRT 4,3%, BPM 2,6%.

Per effetto di questa operazione A2A S.p.A. può dispacciare integralmente la capacità installata degli impianti di Edipower S.p.A., ottimizzando in questo modo la gestione del portafoglio di generazione di Gruppo.

A2A S.p.A.: aggiornamento del Programma EMTN e emissioni obbligatorie

In data 7 novembre 2013, nell'ambito della strategia finanziaria del Gruppo ASA di medio termine finalizzata all'allungamento della vita media del debito, il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. ha approvato il rinnovo del Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) adottato in data 19 settembre 2012, incrementando l'importo massimo delle obbligazioni emettabili.

Il Consiglio ha quindi conferito delega, da esercitarsi entro il 31 dicembre 2014, al Presidente Graziano Tarantini e al Direttore Generale Renato Ravanelli affinché provvedano all'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili fino ad un massimo di 1.250 milioni di euro.

Successivamente, nel corso del mese di dicembre 2013, A2A S.p.A. ha effettuato due emissioni obbligazionarie, riportate di seguito.

Emissione obbligazionaria in *private placement* per 300 milioni di euro

In data 2 dicembre 2013 A2A S.p.A. ha collocato un'emissione obbligazionaria in *private placement* di importo pari a 300 milioni di euro avente durata decennale. Le obbligazioni, con un taglio unitario minimo di 100 mila euro, hanno scadenza 4 dicembre 2023 e prevedono una cedola annua pari al 4% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,539%. I fondi raccolti sono stati destinati al rimborso del debito in scadenza.

Le obbligazioni, la cui data di sottoscrizione è stata fissata il 4 dicembre 2013, sono regolate dalla legge inglese e sono state listate presso la Borsa del Lussemburgo.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo per complessivi 500 milioni di euro

In data 9 dicembre 2013 A2A S.p.A. ha collocato un'emissione obbligazionaria di importo pari a 500 milioni di euro destinata a soli investitori istituzionali, con scadenza 13 gennaio 2022.

L'emissione ha registrato ordini corrispondenti a circa 4 volte l'ammontare offerto. Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di 100 mila euro, prevedono una cedola annua pari al 3,625% e sono state collocate ad un prezzo pari al 99,561%.

Le obbligazioni, la cui data di sottoscrizione è stata fissata dal 13 dicembre 2013, sono regolate dalla legge inglese e sono state listate presso la Borsa del Lussemburgo.

A2A S.p.A.: nomina del Dirigente Preposto ex Legge 262/05

In data 18 dicembre 2013 il Consiglio di Gestione, con il parere favorevole del Consiglio di Sorveglianza, ha deliberato di attribuire al *Chief Financial Officer* Dott.ssa Patrizia Savi il ruolo di Dirigente Preposto ex Legge 262/05 con decorrenza dal 1° gennaio 2014.

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2013

BEI finanzia per 115 milioni il piano di investimenti di A2A

La Banca Europea per gli Investimenti (BEI) e A2A hanno sottoscritto un contratto di finanziamento per 115 milioni di euro, con una durata di 15 anni, per la realizzazione di investimenti relativi al ciclo integrato dei rifiuti e alla produzione di energia.

Chiusura contenzioso A2A Reti Elettriche S.p.A./ENEL

In data 18 marzo 2014 si è concluso il contenzioso aperto tra A2A Reti Elettriche S.p.A. e ENEL relativo al valore del ramo d'azienda della distribuzione di energia elettrica nei Comuni di Milano e Rozzano. Tale compendio aziendale fu acquisito nel 2002 in esecuzione delle norme di liberalizzazione contenute nel D.Lgs. 79/1999 ed in assenza di un accordo sul prezzo con la parte venditrice ENEL il corrispettivo venne determinato secondo quanto previsto da un Collegio di Arbitri.

La sottoscrizione tra le parti di un accordo transattivo definitivo prevede la restituzione di 89,5 milioni di euro da parte di ENEL a A2A Reti Elettriche S.p.A..

Evoluzione prevedibile della gestione

L'esercizio 2014 si caratterizzerà per il permanere di una situazione di debolezza dei mercati energetici che, soprattutto nella prima parte dell'anno, continueranno ad essere caratterizzati da una domanda in contrazione.

L'azione manageriale sarà rivolta alla difesa dei livelli di redditività - anche attraverso il continuo miglioramento dell'efficienza operativa - e al conseguimento di un ulteriore calo della posizione finanziaria netta. Le attività di sviluppo industriale saranno focalizzate in particolare nelle Filiere Ambiente e Calore.

Proposte di destinazione dell'utile di esercizio al 31 dicembre 2013 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di AzA S.p.A., al 31 dicembre 2013, presenta un utile pari a euro 5.419.854,00.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del bilancio, con i principi ed i metodi contabili ivi utilizzati e con i criteri di valutazione adottati, Vi invitiamo ad approvare:

la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 5.419.854,00 come segue:

- euro 270.993,00 a riserva legale;
- euro 5.148.861,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,033 per ciascuna azione ordinaria in circolazione prelevando euro 97.348.732,00 dalle Altre Riserve disponibili.

A titolo informativo, Vi segnaliamo che, con riferimento al numero di azioni attualmente in circolazione (pari a n. 3.105.987.668 azioni, tenendo conto delle n. 26.917.609 azioni proprie in portafoglio), la distribuzione del predetto dividendo ordinario, pari a euro 0,033, ammonterebbe a euro 102.497.593,00.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 26 giugno 2014, con data stacco della cedola il 23 giugno 2014 e *record date* il 25 giugno 2014.

Il Consiglio di Gestione



0.3

**Evoluzione
normativa**



Evoluzione normativa

Filiera energia

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 inoltre previsto l'obbligo (poi attuato dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico) per il GRTN (ora GSE), nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, di utilizzo prioritario (priorità di dispacciamento) dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili (oltre che di quella prodotta mediante cogenerazione).

Il decreto Bersani ha inoltre disposto, a decorrere dal 2001, per 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, 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, 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 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 la 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.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'evoluzione della normativa nazionale degli ultimi anni ha comportato di fatto una prosecuzione dell'esercizio, da parte degli attuali titolari, delle concessioni in essere anche qualora formalmente giunte a scadenza, incluse talune di A2A S.p.A., e ha introdotto alcune norme per consentire lo svolgimento delle gare. In particolare l'art. 37, comma 4, (cfr. Legge 134/2012, in sede di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012) ha confermato il termine dei 5

anni prima della scadenza della concessione come limite temporale entro il quale indire le gare e prevede per le concessioni una durata di 20 anni, estendibile fino ad un massimo di 30 anni in relazione all'entità degli investimenti connessi ed ai criteri che saranno stabiliti dall'emanando Decreto Ministeriale di cui al comma 2 dell'art. 12 del D.Lgs. n. 79/99 e successive modifiche e integrazioni sulla cui bozza, nel mese di ottobre 2013, l'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato ha espresso il proprio parere. Inoltre, è previsto un regime transitorio speciale per l'indizione delle gare relative alle concessioni già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali è impossibile il rispetto del periodo di 5 anni per l'indizione delle gare). Tali gare dovranno essere indette entro due anni dalla data di entrata in vigore del Decreto Ministeriale attuativo (di cui al comma 2 dell'art. 12 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79 e successive modifiche e integrazioni). La nuova concessione dovrebbe decorrere dal termine del quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017.

Per quanto concerne la modalità di passaggio della concessione dal gestore uscente all'entrante, il legislatore ha optato per la cessione dell'unitario ramo d'azienda strumentale all'esercizio della concessione, a fronte di un corrispettivo, predeterminato e concordato tra il gestore uscente e l'amministrazione concedente prima della fase di offerta, reso noto nel bando di gara. Il compito di definire i parametri tecnico-economici necessari per la determinazione del corrispettivo e dell'importo spettanti al concessionario uscente (rispettivamente per le cd. opere asciutte e per le cd. opere bagnate) è affidato al Decreto Ministeriale, che dovrà dettare la disciplina attuativa di dettaglio, previo parere dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico ⁽¹⁾. In caso di mancato accordo tra il concessionario uscente e l'Amministrazione concedente circa l'entità del corrispettivo e dell'importo, è previsto il ricorso ad un arbitrato.

A settembre 2013 la Commissione Europea ha avviato un'inchiesta ricognitiva, concernente diversi Stati membri, sulle condizioni di assegnazione, proroga o rinnovo delle concessioni d'acqua per uso idroelettrico ed ha inoltre inviato al Governo una comunicazione di costituzione in mora dell'Italia che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di alcune delle previsioni appena ricordate (in particolare, tempistiche di gara e modalità di trasferimento del ramo d'azienda) recentemente introdotte dal legislatore italiano, oltre che di alcune norme della legislazione delle Province Autonome di Trento e Bolzano. Il Governo italiano è in procinto di rispondere fornendo informazioni e chiarimenti rispetto ad entrambe le comunicazioni.

(1) Si rimanda al riguardo al commento della nota 31 delle "Note illustrative alle voci di Conto Economico".

A livello di normativa regionale, la Regione Lombardia, con l'articolo 14 della Legge n. 19 del 23 dicembre 2010 ha modificato la precedente Legge Regionale n. 26 del 12 dicembre 2003, inserendo l'articolo 53-bis che contiene disposizioni in merito alla prosecuzione temporanea dell'esercizio, ed alla disciplina delle gare per la riassegnazione delle concessioni, nonché per il successivo regime di queste. In attuazione di queste disposizioni la Giunta Regionale, con Delibera n. 1205 del 29 dicembre 2010, ha disposto la "prosecuzione temporanea" da parte di A2A S.p.A. dell'esercizio delle derivazioni di Stazzona, Lovero e Grosotto, scadute al 31 dicembre 2010. La delibera ha confermato altresì l'obbligo di corrispondere i canoni e i sovracani previsti e di effettuare i lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria contemplati dal citato art. 53-bis; inoltre ha demandato a successiva delibera – non assunta sino ad oggi – la possibile determinazione di un canone aggiuntivo da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2011. Questa delibera è stata oggetto di ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) da parte di A2A S.p.A. ed il giudizio è tuttora pendente.

Nel frattempo, a seguito dell'impugnazione da parte del Governo di alcune disposizioni della Legge Regionale n. 19 del 23 dicembre 2010, la Corte Costituzionale con Sentenza n. 339/2011 ha dichiarato l'incostituzionalità delle norme regionali in materia di disciplina delle gare e del successivo regime delle concessioni. Restano invece per ora in vigore, benché oggetto di eccezione di incostituzionalità sollevata da A2A S.p.A. nel predetto giudizio, sulla quale il TSAP non s'è ancora espresso, i commi 4 e 5 dell'art. 53-bis introdotto con la legge appena citata, che prevedono tra l'altro la possibilità per la Giunta Regionale di disporre condizioni di esercizio aggravate durante tale periodo, anche sotto il profilo economico. Nell'agosto 2013, inoltre, la Giunta Regionale della Lombardia ha deliberato, ai sensi delle medesime norme, la prosecuzione temporanea dell'esercizio da parte di A2A S.p.A., sino al 28 luglio 2014, delle concessioni idroelettriche di Premadio I e Braulio, venute a scadenza il 29 luglio 2013. Anche tale provvedimento è stato impugnato da A2A S.p.A. innanzi al TSAP per diversi profili di illegittimità, sollevando inoltre le medesime questioni di incostituzionalità dei predetti commi 4 e 5, in quanto irrispettosi del principio fondamentale sancito dalla legge nazionale (art. 12, comma 8-bis del D.Lgs. 79/99) secondo il quale sino al subentro del nuovo aggiudicatario della concessione, l'esercizio di essa è proseguito dal titolare a condizioni invariate, laddove Regione Lombardia vorrebbe invece cancellare un'esenzione parziale dal canone demaniale della quale gode la concessione di Premadio I.

Nel mese di settembre 2013 A2A S.p.A. ha concluso una transazione con i consorzi Bim dell'Adda e dello Spoel, che hanno permesso la chiusura di contenziosi relativi agli importi dovuti dall'esercente.

Con decreto 22 novembre 2013, infine, è stata determinata la misura del sovracanone BIM dovuto dai concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice per il bien-

nio 1° gennaio 2014 – 31 dicembre 2015. In particolare, per ogni kW di potenza nominale media concessa o riconosciuta ai sensi del Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici (approvato con Regio Decreto 11 dicembre 1933 n. 1775 e successive modificazioni ed integrazioni), tale misura viene elevata:

- da 22,13 euro a 22,88 euro per produzione di forza motrice con potenza nominale media superiore a 220 kW e fino a 3000 kW;
- da 29,40 euro a 30,40 euro per produzione di forza motrice con potenza nominale media superiore a 3000 kW.

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con Delibera 242/13/R/eel, l'AEEGSI ha disposto il riconoscimento da parte di Terna S.p.a. ad Edipower S.p.A., con riferimento agli impianti ammessi al regime di reintegrazione (San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV), di un primo acconto per l'anno 2012 previsto dal comma 65,30 della Delibera 111/06, relativo al corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione riconosciuto per tale anno. Al fine di contenere ulteriormente l'esposizione finanziaria degli operatori rispetto alla gestione degli impianti ammessi al regime di reintegrazione per il medesimo anno, nelle more della conclusione delle verifiche sui costi fissi e sugli importi delle voci che compongono il margine di contribuzione, con Delibera 577/2013/R/eel l'Autorità ha disposto il riconoscimento da parte di Terna S.p.A., agli operatori stessi, di un ulteriore acconto rispetto all'importo del corrispettivo richiesto.

Con Delibera 360/2013/R/eel, l'Autorità ha inoltre disposto il riconoscimento da parte di Terna S.p.A. ad Edipower S.p.A. dell'importo dovuto per l'anno 2011.

Si segnala che Terna S.p.A. ha confermato anche per il 2014 l'inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico. Ai sensi delle disposizioni di cui alla Delibera dell'Autorità n. 635/2013/R/eel, entrambi gli impianti sono ammessi per l'intera annualità al regime di reintegrazione dei costi (per l'impianto 150 kV l'applicazione del regime si estende al primo semestre 2015).

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva – transitorio

Con Delibera 262/2013/R/eel, l'Autorità ha modificato ed integrato le disposizioni di cui alla Delibera n. 48/04 per la remunerazione, nel transitorio, della disponibilità di capacità produttiva, definendo le modalità per la determinazione, da parte di Terna S.p.A., del gettito annuo complessivo per la copertura del corrispettivo specifico per la remunerazione del servizio per l'anno 2012 e modificando, per il medesimo periodo, le fasce orarie di cui alla tabella 1 della Delibera n. 5/04, per le quali il corrispettivo di cui sopra è articolato.

Si segnala l'accoglimento da parte del TAR del ricorso presentato da alcuni operatori, tra cui A2A Trading S.r.l., per l'annullamento della Delibera AEEGSI – ARG/elt 166/10, nella parte in cui ha modificato il criterio di determinazione dell'ulteriore corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva, previsto dalla disciplina transitoria. Si resta pertanto in attesa dei ricalcoli, a cura di Terna S.p.A., per gli anni 2010 e 2011, delle partite di spettanza degli operatori ammessi al meccanismo di remunerazione della capacità, secondo la formula di riferimento, come modificata a seguito del pronunciamento del giudice amministrativo.

Il comma 153 dell'art. 1 della Legge Stabilità, in vigore dal 1° gennaio 2014, prevede la definizione, da parte dell'Mse e su proposta dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento, di condizioni e modalità per la definizione di un (nuovo) sistema di remunerazione di capacità produttiva (per il transitorio), in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali. Tale sistema dovrà essere regolato in coerenza con le misure previste dal Decreto Legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 per quanto attiene al meccanismo transitorio vigente, che continuerà a valere fino alla sostituzione con la nuova misura prevista.

Remunerazione dei servizi di flessibilità

Il citato comma 153 dell'art. 1 della Legge Stabilità abroga inoltre il comma 7-bis dell'articolo 34 del Decreto-Legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134, che disponeva a favore della regolazione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, delle modalità per la selezione, previa analisi dei fabbisogni del sistema elettrico effettuata su base territoriale dal gestore della rete, e per la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati, in base alle diverse offerte formulate dagli impianti stessi.

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva – regime

Con Delibera 375/2013/R/eel, l'Autorità ha verificato la conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità proposto da Terna S.p.A. a seguito della consultazione degli operatori del mercato, ai sensi delle previsioni di cui alla Delibera ARG/elt n. 98/11. Al fine dell'approvazione definitiva della proposta e della definizione della data di entrata in vigore del sistema di remunerazione della capacità a regime, si resta pertanto in attesa del decreto da emanarsi a cura del Ministero dello sviluppo economico.

Certificati Verdi

Con Delibera 17/2013/R/efr, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico ha determinato il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2012, definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3 del Decreto Legislativo n. 387/03 e calcolato in applicazione dei criteri previsti dalla Delibera ARG/elt n. 24/08. Il valore determinato è pari a 77,00 €/MWh.

Pertanto, come comunicato dal GSE agli operatori:

- il prezzo di riferimento per il mercato dei Certificati Verdi per l'anno 2013, ai sensi di quanto previsto all'articolo 2, comma 148 della Legge n. 244 del 24 dicembre 2007, è pari a 103,00 €/MWh, al netto di IVA, calcolato come differenza tra il valore di 180,00 €/MWh e il valore medio annuo, registrato nel 2012, del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del D.Lgs. 387/03;
- il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili dell'anno 2012 è pari a 80,34 €/MWh, al netto di IVA;
- il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi rilasciati per le produzioni 2012 relative agli impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento (CV_TLR) è pari a 84,34 €/MWh, al netto di IVA.

Emissions Trading

Con Delibere 333 e 334/2013/R/efr, l'Autorità ha riconosciuto ai gestori degli impianti riconosciuti come “nuovi entranti”, che non abbiano precedentemente ricevuto quote di emissione di CO₂ a titolo gratuito, i crediti spettanti per l'anno 2012.

Le assegnazioni di interesse per il gruppo riguardano:

- A2A Calore e Servizi S.r.l., per gli impianti di Sesto San Giovanni e Canavese, che ricevono rispettivamente assegnazioni per 10.341 e 56.285 quote di emissione, valorizzate a 7,44 euro/t, per un totale crediti spettanti pari a 76.937,04 euro e 418.760,40 euro;
- Varese Risorse S.p.A., per la centrale termofrigorifera integrata da cogenerazione, che riceve assegnazioni per un totale di 14.634 quote di emissione, valorizzate a 7,44 euro/t, per un totale crediti spettanti pari a 108.876,96 euro;
- Ergosud S.p.A., per la centrale di Scandale, che riceve assegnazioni per un totale di 1.231.344 quote di emissione, valorizzate a 7,44 euro/t, per un totale crediti spettanti pari a 9.161.199,36 euro;
- Aprica S.p.A., per la centrale di teleriscaldamento di Bergamo risulta assegnataria di 878 quote, valorizzate a 6,25 euro/t, per un totale crediti spettanti pari a 5.487,50 euro.

Condizioni economiche servizio di maggior tutela

Con Delibera 583/2012/R/eel l'Autorità ha aggiornato, con decorrenza dal 1° gennaio 2013 (con validità retroattiva estesa anche al 2012 mediante un meccanismo di compensazione) la componente a remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dagli esercenti il servizio di vendita di energia elettrica in maggior tutela (RCV).

Regolazione settore energia elettrica in Montenegro

Produzione

L'aumento dell'utilizzo dell'energia rinnovabile da parte del Paese è tra gli obiettivi del Governo montenegrino in materia di politica energetica.

In particolare, si segnala che nel settembre 2011 il Governo ha introdotto (*"Decree on the Tariff System for the Establishment of Preferential Prices of Electricity from Renewable Sources of Energy and Efficient Co-generations"*) una tariffa incentivante a sostegno della produzione di energia da FER. Per l'acquisto dell'energia prodotta sono previsti Contratti (*Power Purchase Agreements*) della validità di 12 anni, con l'operatore di mercato CGES, a prezzi corretti annualmente per l'inflazione. Nell'ottobre 2012, con l'approvazione dell'implementazione della Direttiva 2009/28/CE da parte della Comunità dell'Energia, il Montenegro ha inoltre accettato di fissare un obiettivo vincolante per la produzione di energia da FER sul consumo totale, da raggiungere al 2020 pari al 33%.

Tariffe trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

L'Agenzia Regolatoria per l'Energia (RAE), l'organismo autonomo e indipendente con funzioni di regolazione del settore dell'energia del Montenegro, ha approvato, a fine 2011, la metodologia per la determinazione delle tariffe di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, nonché la metodologia di definizione dei prezzi di vendita dell'energia ai clienti finali.

La nuova metodologia introduce nella normativa montenegrina elementi regolatori analoghi a quelli vigenti nei principali Paesi europei, quali: la definizione di periodi regolatori pluriennali, l'introduzione di metodologie di valorizzazione del capitale e del tasso di remunerazione, l'efficientamento del settore mediante l'introduzione del metodo del *price-cap*. Il primo periodo regolatorio è iniziato il 1° agosto 2012 e avrà una durata di tre anni. Per il primo anno il Wacc (costo medio ponderato del capitale), pari al 6,8%, sarà applicato al capitale investito netto (ossia al valore degli assets in esercizio al termine dell'anno t-1, valutati al netto di eventuali contributi percepiti e rivalutati per l'inflazione). L'aggiornamento annuale del capitale avverrà in base ai piani di investimento approvati dall'Agenzia, mentre l'ammortamento

sarà calcolato sulle vite utili incluse nei documenti da inviare all'Agenzia al momento della richiesta di approvazione delle tariffe. I costi operativi, saranno calcolati applicando altresì una logica di *profit-sharing*, a partire dai dati inviati dalla società all'Agenzia.

Attualmente, sono in vigore le tariffe calcolate per il secondo anno del nuovo periodo regolatorio, iniziato il 1° agosto 2013 e che si concluderà il 31 luglio 2014.

Recente evoluzione normativa nel settore del gas naturale

Mercato *upstream* gas

Criteri di conferimento dello stoccaggio gas

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 14 del Decreto Legge n. 1/12 (cd. Decreto Liberalizzazioni, come convertito con Legge 124/2012) come modificato dall'art. 38 del D.L. 83/2012 (cd. Decreto Sviluppo, come convertito con Legge 134/2012), al fine di ridurre i costi di approvvigionamento di gas naturale per le imprese, il Ministero per lo sviluppo economico ha emanato il cd. Decreto Stoccaggio GNL rigassificato, con cui ha provveduto a ripartire la capacità di 500 milioni di mc resasi disponibile a seguito della rideterminazione del volume di stoccaggio strategico, tra le imprese di rigassificazione e le imprese industriali. Con un secondo decreto (cd. Decreto Stoccaggio Modulazione), il Ministero ha provveduto invece a determinare lo spazio di stoccaggio di modulazione da assegnare in via prioritaria ai clienti civili, che è stato conferito per circa un terzo secondo procedure di asta competitiva e per i rimanenti due terzi sulla base delle precedenti modalità di assegnazione pro-quota. Tale decreto ha altresì provveduto a determinare la capacità di stoccaggio da conferire esclusivamente mediante procedure di asta competitiva a tutti i soggetti richiedenti.

Pertanto, l'Autorità ha provveduto a dettagliare:

- con Delibera 75/2013/R/gas, le procedure di conferimento in regime regolato (assegnazione pro-quota);
- con Delibera 92/2013/R/gas, i criteri di svolgimento delle procedure di asta competitiva, semplificate in ragione dell'imminente avvio della fase di iniezione.

Poiché, in esito alle procedure indette da Stogit S.p.A. per il conferimento delle capacità disponibili per lo stoccaggio la quasi totalità delle risorse è risultata non conferita, con Delibere 310/2013/R/gas e 353/2013/R/gas, l'Autorità ha stabilito particolari modalità per il conferimento dei volumi rimasti disponibili alla società (400 milioni di mc), istituendo per l'anno di stoccaggio 2013/2014 un servizio di stoccaggio infrannuale maggiormente flessibile

nelle tempistiche di erogazione dei servizi di iniezione ed erogazione ed eliminando le penali per il mancato rispetto dei profili nella fase di iniezione.

Le differenti modalità di assegnazione definite in emergenza dall'Autorità hanno determinato un'evidente discriminazione tra gli utenti che hanno partecipato alle prime aste, assicurandosi la risorsa a prezzi di mercato, e quelli che, invece, hanno beneficiato del cambio di regole definito dall'Autorità, caratterizzato da corrispettivi complessivi di assegnazione prossimi allo zero. Tale discriminazione è tuttora irrisolta, in quanto la garanzia di copertura di tali costi prevista dalla Delibera 124/2013/R/gas è stata disattesa dalla Delibera 196/2013/R/gas con grave pregiudizio degli operatori.

Borsa del gas

A seguito dell'approvazione, con Decreto Ministeriale del 6 marzo 2013, della disciplina per il funzionamento del Mercato a Termine del gas naturale (MT-GAS) definita dal GME, con Decreto del 9 agosto 2013 la data di avvio di tale mercato è stata fissata al 2 settembre 2013.

La configurazione del mercato del gas risulta, quindi, attualmente, la seguente:

- Mercato del gas a Pronti (MP-GAS), avviato nel dicembre 2011, costituito dal Mercato del Giorno Prima del Gas (MGP-GAS) e dal Mercato Infragiornaliero del Gas (MI-GAS);
- Mercato del gas a Termine (MT-GAS).

Bilanciamento

Con Delibera 144/2013/R/gas, l'Autorità ha concluso l'istruttoria conoscitiva avviata con riferimento agli eventi occorsi in fase di avvio del mercato del bilanciamento (nel periodo 1° dicembre 2011 – 23 ottobre 2012). Con Delibera 145/2013/R/gas l'Autorità ha conseguentemente avviato un procedimento finalizzato a determinare la quota parte degli oneri da riconoscere a Snam Rete Gas per i crediti complessivamente non riscossi relativi alle partite economiche sorte in tale periodo di osservazione, sospendendo contestualmente, con Delibera 258/2013/R/gas, l'erogazione a favore della società delle risorse raccolte attraverso il corrispettivo CVbl, trattandosi di somme la cui esigibilità non è stata ancora accertata dal regolatore.

Con Delibere 143/2013/R/gas e 361/2013/R/gas, l'Autorità, ha introdotto ulteriori misure finalizzate a potenziare il sistema delle garanzie ed a minimizzare l'esposizione del sistema, definendo le tempistiche e le modalità di rescissione del contratto di trasporto per mancata erogazione delle garanzie, e di liquidazione delle relative partite di gas degli UdB inadempienti.

Con Delibera 446/2013/R/gas l'Autorità è successivamente intervenuta nella regolazione del mercato del bilanciamento con riferimento all'operatività della nuova sessione di mercato

G-1 (*locational*), introdotta con Delibera 538/2012/R/gas. Con Delibera 552/2013/R/gas l'Autorità è poi intervenuta con urgenza in merito ad alcuni eventi occorsi nell'ambito di tale sessione, a seguito delle rigide condizioni climatiche dei giorni 26 e 27 novembre 2013.

Con Delibera 619/2013/R/gas l'Autorità ha poi introdotto disposizioni innovative in tema di definizione dei bilanci provvisori di trasporto e dei prelievi attesi, prevedendo, nelle more dell'*upgrade* del sistema informatico da parte del RdB, disposizioni transitorie da implementarsi con urgenza.

Accogliendo la domanda di misure cautelari presentata da Snam Rete Gas in ragione dell'esiguità delle tempistiche di implementazione concesse, il Tar Lombardia ha sospeso fino al 23 gennaio 2014 l'avvio di tale regime transitorio. Di conseguenza, fino alla decisione della richiesta di sospensiva in sede collegiale, saranno mantenute le modalità in essere per ciò che concerne l'allocazione provvisoria e il monitoraggio dell'esposizione degli Utenti (EPSUK) in applicazione delle disposizioni di cui alla Delibera 143/2013/R/gas.

Con Delibera 534/2013/R/gas l'Autorità, tra le altre cose, ha infine definito le modalità e le tempistiche di rideterminazione delle sessioni di bilanciamento a rettifica dei bilanci già effettuati a decorrere dal mese di gennaio 2013. Il provvedimento dispone che siano oggetto di rideterminazione le partite fisiche ed economiche relative a tutte le sessioni di bilanciamento mensili dell'anno 2013, prevedendo che tale rideterminazione possa generare, oltre ai conguagli di quanto dovuto con riferimento al servizio di trasporto, anche una rivisitazione degli importi corrisposti per il supero delle capacità conferite nei punti di uscita per le aree di prelievo della rete di trasporto.

Mercato *downstream* gas

Condizioni economiche del servizio di tutela

Con Delibera 124/2013/R/gas, l'Autorità ha attuato la prima fase della riforma delle modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas (periodo 1° aprile - 30 settembre 2013), prevedendo una revisione dei pesi degli indici P_{top} (80%) e P_{mkt} (20%) e la modifica della componente QS a copertura dei costi del servizio di stoccaggio, ridotta da 0,329691 €/GJ a 0,185896 €/GJ.

Con la Delibera 196/2013/R/gas, l'Autorità ha successivamente approvato la seconda fase della riforma, con una revisione strutturale delle modalità di aggiornamento della componente a copertura dei costi di approvvigionamento ed un adeguamento della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio, con decorrenza 1° ottobre 2013, mentre il meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigio-

namento di gas naturale, è stato definito con Delibera 447/2013/R/gas. I venditori ammessi al meccanismo acquisiranno infatti il diritto al riconoscimento di un importo che verrà quantificato nel mese di ottobre 2016, e sarà riconosciuto con riferimento ai volumi forniti ai clienti serviti in tutela nel corso degli anni termici 2010-2011 e 2011-2012 (A_{PR}). Il valore unitario dell'elemento A_{PR} viene inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ, e sarà aggiornato annualmente dall'AEEGSI qualora ne ricorrano i presupposti.

A seguito di istanza di ammissione, le società del Gruppo A2A Energia S.p.A. e Aspem Energia S.r.l. sono state ammesse al meccanismo.

Con riferimento al perimetro del servizio di tutela, l'art. 4 comma 1 del Decreto Fare prevede che il servizio di tutela gas sia riservato ai “soliti clienti domestici di cui alle lettere a) e b) della Delibera 64/09 s.m.i.”, facendo venir meno il diritto dei clienti non domestici di usufruire delle condizioni economiche definite ed aggiornate dall'AEEGSI. Le modalità operative di comunicazione e di applicazione di prezzi a libero mercato ai clienti non aventi diritto al servizio di tutela, sono state definite dalla Delibera 280/13/R/gas.

Filiera Ambiente

Recente evoluzione normativa nel settore ambientale

Regolazione dei servizi pubblici locali e scadenza delle concessioni

Le norme in materia di regolazione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica sono state interessate dal Quesito 1 del referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011. Al fine di colmare il vuoto normativo generato dagli esiti del referendum, il legislatore è intervenuto in materia con alcune norme contenute nel D.L. n. 138/2011 (correttivo Manovra estiva, in vigore dal 13 agosto 2011), come convertito con Legge n. 148/2011 (in vigore dal 17 settembre 2011). A seguito del ricorso presentato da parte di alcune Regioni avverso le previsioni in oggetto, tali disposizioni sono state peraltro interessate dalla Sentenza del 17 luglio 2012 n. 199 della Consulta, che ne ha per parte dichiarato l'illegittimità costituzionale.

Per effetto di tale sentenza, mentre rimangono in vigore le norme in merito alla gestione dei servizi pubblici locali a rete sulla base di ambiti territoriali ottimali ed omogenei e all'incentivo per l'assegnazione della gestione dei servizi tramite procedure ad evidenza pubblica (di cui all'art. 3-bis della Legge n. 148/2011), viene meno la previsione relativa alla conclusione anticipata delle concessioni con affidamenti non conformi (di cui all'art. 4 della Legge n. 148/2011).

A tale riguardo, il legislatore è intervenuto nuovamente in materia con il dettato dell'art. 34, commi 20-26 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179 recante "Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese" (cd. Decreto Crescita 2.0), convertito con Legge 17 dicembre 2012, n. 221. In particolare, la norma prevede che gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data e a quelle da esse controllate ai sensi dell'art. 2359 c.c., cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto. Al contrario, per gli affidamenti a quotate che non prevedono una data di scadenza è invece prevista la cessazione, improrogabile e senza necessità di un'apposita delibera dell'ente, al 31 dicembre 2020.

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", come successivamente modificato ed integrato, da ultimo con Decreto Legislativo n. 205/10 che ha dettato disposizioni di attuazione della Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, è il testo normativo di riferimento per il settore ambientale.

TARES e TARI

L'articolo 14 del D.L. 201 del 2011 (SalvaItalia) ha introdotto dal 1° gennaio 2013 un nuovo sistema di contribuzione per lo smaltimento dei rifiuti urbani e dei servizi indivisibili, che andava sotto il nome di TARES.

A partire dal 2014, la TARES viene sostituita dalla TARI, parte della IUC, Imposta Unica Comunale, introdotta dal governo Letta con la Legge di stabilità 2014 (Legge 27 dicembre 2013, n. 147, recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*).

Altri provvedimenti di interesse

Con Decreto Legge 30 dicembre 2013 n. 150 (cd. Decreto Milleproroghe 2013) è stata disposta una nuova proroga al 31 dicembre 2014 dei termini per il conferimento alle discariche dei rifiuti con PCI > 13000 Kj/kg.

In data 20 marzo 2013 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare che stabilisce la partenza del Sistri, il sistema di tracciabilità dei rifiuti speciali e pericolosi, dal 1° ottobre 2013 per i produttori di rifiuti pericolosi con più di dieci dipendenti e per gli enti e le imprese che gestiscono rifiuti pericolosi, e dal 3 marzo 2014 per tutte le altre imprese.

Inquadramento normativo incentivi CIP 6/92

Con provvedimento n. 6 del 1992, il Comitato Interministeriale Prezzi ha introdotto incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate. Il provvedimento garantiva l'acquisto dell'energia da parte di ENEL (poi da parte del GRTN, ora GSE) ad un prezzo di cessione pari alla somma di due componenti:

- componente di incentivazione (riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio): basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia;
- componente di costo evitato (riconosciuta per tutta la durata della convenzione di ritiro, fino a 15 anni): costo dell'impianto, di esercizio, di manutenzione e acquisto combustibile.

Come noto, con la legge finanziaria per il 2007, fatta salva la tutela dell'esistente, l'accesso all'incentivo è stato limitato ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili. La Legge 30 dicembre 2008, n. 310, è peraltro tornata sul tema ammettendo il riconoscimento dell'incentivo agli impianti alimentati da fonti assimilate ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi ad una dichiarata (dal Presidente del Consiglio dei Ministri) situazione di emergenza rifiuti.

A seguito della scadenza dell'accordo Snam/Confindustria “Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione a terzi”, riferimento per l'aggiornamento del prezzo di ritiro, quanto alla componente a copertura dei costi evitati, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, come legittimata dal legislatore con l'art. 2, comma 141, della Legge n. 244/07 e con l'articolo 30, comma 15, della Legge n. 99/09, è intervenuta in materia dapprima con i provvedimenti n. 249/06 e ARG/elt n. 158/04 (oggetto di un contenzioso giuridico che si è protratto a lungo, fino a portare l'Autorità, proprio a fine 2013, ad una proposta estesa agli operatori di riesame delle modalità di determinazione della componente relativa al Costo Evitato di Combustibile applicata per l'energia ritirata nel 2008) e ultimamente con la pubblicazione di pareri al Ministero in merito alle più opportune modalità di aggiornamento della formula di riferimento.

Si ricorda al riguardo che:

- l'articolo 2, comma 141, della Legge n. 244/07, stabilisce che, *“ai sensi dell'articolo 3, comma 7, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, a far data dal 1° gennaio 2007, il valore medio del prezzo del metano ai fini dell'aggiornamento del costo evitato di combustibile di cui al titolo II, punto 7, lettera b), del provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 maggio 1992, e successive modificazioni, è determinato dall'Autorità, tenendo conto dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale”*;
- l'articolo 30, comma 15, della Legge n. 99/09 ha previsto che *“in conformità a quanto previsto dall'articolo 2, comma 141, della Legge 24 dicembre 2007, n. 244, a decorrere dall'anno 2009, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, è aggiornato trimestralmente il valore della componente del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi n. 6/92 del 29 aprile 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 marzo 1992, da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di congruaggio. Tali aggiornamenti sono effettuati sulla base di periodi trimestrali di registrazione delle quotazioni dei prodotti del paniere di riferimento della componente convenzionale relativa al valore del gas naturale di cui al punto 3 della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico n. 154/08 del 21 ottobre 2008 per tener conto delle dinamiche di prezzo dei prodotti petroliferi, tenendo altresì conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione e fermi restando i criteri di calcolo del costo evitato di combustibile di cui alla deliberazione della medesima Autorità n. 249/06 del 15 novembre 2006”*.

Evoluzione della disciplina degli incentivi CIP 6/92

Con D.L. 21 giugno 2013, n. 69 (cd. “Del Fare”), convertito con Legge 98 del 9 agosto 2013, il Governo ha disposto che per l'anno 2013 il valore del CEC da riconoscere in acconto

fino alla fissazione del valore annuale di congruaggio, sia determinato – per quanto attiene alla CEC gas – sulla base del paniere di cui alla Legge n. 99/2009, con peso dei prodotti petroliferi decrescente nel corso dell'anno (e pari per i quattro trimestri rispettivamente all'80%, al 70%, al 60%, al 60%), e con riferimento, per il complemento al cento per cento, al costo di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, come definito dalla Deliberazione 196/2013/R/GAS (e s.m.i.).

Per gli impianti di termovalorizzazione situati in zone di emergenza relativa alla gestione del ciclo dei rifiuti, il valore del CEC sarà invece determinato sulla base del paniere di cui alla Legge n. 99/2009, con peso dei prodotti petroliferi pari al 60% fino al completamento dell'ottavo anno di esercizio.

Con parere 503/13/l/eel, l'Autorità ha segnalato al Ministero dello sviluppo economico i propri orientamenti in ordine alla determinazione del CEC per gli anni 2013 (All. A) e seguenti (All. B), in attuazione delle previsioni al riguardo da ultimo contenute nel D.L. Del Fare, come convertito con Legge n. 68 dell'agosto scorso.

Il CEC è determinato come il prodotto tra il prezzo medio convenzionale del combustibile (pari alla somma algebrica delle tre componenti relative alla materia prima, al trasporto e alla commercializzazione) e il consumo specifico dell'impianto.

Per il 2013, l'AEEGSI ha proposto che venga definito unicamente il CEC a congruaggio (per i quattro trimestri e per l'anno, sulla base dei valori trimestrali – media aritmetica).

Come da previsioni del D.L. Del Fare, come convertito, l'AEEGSI propone che la componente convenzionale relativa alla materia prima gas (CECgas) sia determinata con riferimento, per i diversi trimestri dell'anno, secondo i pesi variabili su base trimestrale riportati dalla norma per i diversi impianti (TU e non), sia ai prezzi dei prodotti petroliferi, sia al costo di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso.

Per i prezzi dei prodotti petroliferi l'AEEGSI propone il riferimento:

- al TIVG nella versione vigente fino al 30 settembre 2013 per il periodo compreso tra il 1° gennaio e il 30 settembre 2013;
- all'indice PTOP secondo l'ultima formulazione disponibile ai sensi dei punti 3 e 4 dell'Allegato A alla Deliberazione 447/2013/R/gas, per l'ultimo trimestre.

Per il prezzo della materia prima gas, l'AEEGSI propone il riferimento alla Deliberazione 196/2013/R/gas, esclusivamente tramite l'elemento PFOR,t, ritenendo che gli altri elementi che costituiscono la CMEM,t non debbano essere utilizzati perchè si sovrapporrebbero con quelli che concorrono alla determinazione delle componenti convenzionali a copertura degli oneri di trasporto e commercializzazione della materia prima.

Per quanto attiene a tali ultime componenti (componenti convenzionali relative al trasporto e alla commercializzazione all'ingrosso), l'AEEGSI propone il riferimento alle medesime modalità già utilizzate per gli anni precedenti e implementate dal Decreto Ministeriale 20 novembre 2012.

Con Deliberazione 553/2013/R/eel l'AEEGSI ha riquantificato il conguaglio CEC 2008 in attuazione di quanto indicato dalla giustizia amministrativa relativamente alle precedenti determinazioni del regolatore per tale annualità, definendo che per le iniziative prescelte di cui all'articolo 3, comma 7, della Legge n. 481/95 il valore di conguaglio del CEC per il 2008 ammonta a 7,70 c€/kWh (vs il precedente 7,47).

Riconoscimenti oneri *Emissions Trading* ai titolari di impianti in convenzione CIP 6/92 - anno 2012

Con delibera 481/2013/R/eel, l'Autorità riconosce per l'anno 2012 ai titolari degli impianti in convenzione CIP 6/92, per l'energia elettrica ritirata in tale anno, gli oneri derivanti dall'applicazione dell'*Emissions Trading System*, demandando alla Cassa Conguaglio il riconoscimento di tali oneri, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 49 del TIT.

Per il termoutilizzatore di Brescia vengono riconosciuti alla società AzA Ambiente S.p.A. 54.760,85 euro, per un numero di quote ammesse al riconoscimento pari a 18.563, tutte valorizzate a PFLEX.

Disciplina vigente in merito ad altri incentivi di rilievo per gli impianti della filiera

Per quanto attiene all'incentivazione della produzione di energia elettrica da parte degli impianti alimentati a biogas, ad integrazione di quanto sopra, si rimanda al quadro normativo e regolatorio tracciato in premessa alle informazioni fornite per la Filiera Energia, con particolare riferimento alle disposizioni relative ai Certificati Verdi.

Filiera reti

Recente evoluzione normativa nel settore della distribuzione

Trasporto di gas naturale

Con Delibera 361/2013/R/gas l'Autorità ha integrato la disciplina in materia di servizio di *default* sulle reti di trasporto gas, prevedendo, tra l'altro, che anche le imprese regionali siano tenute ad erogare il servizio medesimo in relazione ai punti di riconsegna della propria rete rimasti privi del relativo utente.

La stessa deliberazione prevede inoltre che le imprese regionali di trasporto, prima dell'avvio della procedura concorsuale di selezione del fornitore transitorio per lo svolgimento di tale funzione sulla rete gestita dall'impresa maggiore di trasporto, possano richiedere di includere anche i propri punti di riconsegna nell'ambito per il quale il fornitore così individuato sia tenuto a svolgere il servizio. La società Retragas Srl ha impugnato dinnanzi al TAR Lombardia il provvedimento.

Con Delibera 514/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria del servizio di trasporto per il IV Periodo Regolatorio (2014-2017). Gli elementi più rilevanti del nuovo quadro regolatorio sono il tasso di remunerazione del capitale fissato a 6,3%, (con lag regolatorio +1% per investimenti futuri), la rimodulazione degli investimenti incentivati ed il mantenimento di una struttura tariffaria sia *capacity* che *commodity*, ma con l'aggiunta di un meccanismo di perequazione per la parte variabile.

Distribuzione di gas naturale

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione

A seguito della Legge n. 99/2009, cosiddetta “Legge Sviluppo”, il Ministero dello sviluppo economico ha completato la riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, definendo 177 “Ambiti Territoriali Minimi” (D.M. 19 gennaio 2011 e D.M. 18 ottobre 2011) con riferimento ai quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio, ed il regolamento sulla base del quale saranno indette ed aggiudicate le gare.

Con il cd. “Decreto del Fare” sono stati inoltre definiti termini perentori per l'identificazione della stazione appaltante e per la pubblicazione dei bandi di gara, introducendo d'altra parte criteri semplificati per la scelta della stazione appaltante stessa. Per i casi di mancato rispetto dei termini, sono stati inoltre definiti meccanismi di penalizzazione dei soggetti inadempienti.

pienti, nonché poteri sostitutivi in capo alla Regione e, in subordine, al Ministero dello Sviluppo Economico. Infine, il decreto ha prorogato di quattro mesi le scadenze previste per i primi due raggruppamenti di ambiti.

Servizio di default

È ancora in attesa di pronunciamento del TAR il ricorso in atto contro la Delibera ARG/gas n. 99/11, con cui l'AEEGSI ha introdotto il cosiddetto “servizio di default”.

A tale proposito si rammenta che nelle more di tale giudizio, con decreti monocratici del 28 gennaio 2013 il Consiglio di Stato ha peraltro provveduto ad annullare gli effetti della sospensiva del provvedimento cautelativamente concessa alle ricorrenti dal Tribunale, restituendo così efficacia alla disciplina in materia di Servizio di *Default* Distribuzione dal 1° febbraio 2013. Con Delibera 25/2013/R/gas, l'Autorità ha poi adottato disposizioni urgenti, finalizzate a garantire l'immediata applicazione della regolazione del servizio.

Successivamente, con Delibera 241/2013/R/gas, l'Autorità ha inoltre rivisto tale disciplina e modificato le responsabilità in ordine all'erogazione del servizio poste in capo agli esercenti. In base al nuovo assetto, in particolare, sono state lasciate alla responsabilità della società di distribuzione (a carico della quale, in caso di violazione delle relative previsioni, sono definite pesanti misure di penalizzazione) le prestazioni finalizzate alla tempestiva disalimentazione del punto di riconsegna ed alla corretta imputazione dei prelievi, e sono invece state assegnate ad operatori della vendita le prestazioni connesse alla regolazione economica delle partite di gas. Si segnala che anche tale provvedimento è oggetto di ricorso presso il TAR da parte di alcuni operatori.

Tariffe di distribuzione e misura – III periodo regolatorio (2009-2013)

A causa dell'iter giudiziale che ha coinvolto la Delibera ARG/gas 159/08, ed in considerazione della delicata fase di riordino del settore, l'Autorità, con Delibera 436/2012/R/gas ha provveduto a prorogare la validità dell'attuale regolazione tariffaria a tutto il 2013, al fine di garantire un'adeguata consultazione per il IV periodo regolatorio. Tale provvedimento è stato impugnato da alcuni operatori con riferimento alle modalità di aggiornamento di alcuni parametri rilevanti per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito.

Il sistema tariffario attualmente in vigore prevede una tariffa di riferimento calcolata in modo tale da garantire: la remunerazione del capitale investito netto (*Wacc*, fissato al 7,7% per l'attività di distribuzione e all'8% per l'attività di misura), a sua volta calcolato utilizzando la metodologia del costo storico rivalutato e, solo in parte, un metodo parametrico; la copertura degli ammortamenti determinati in base alle vite utili valide ai fini regolatori e la

copertura dei costi operativi, determinati in modo parametrico e aggiornati attraverso il metodo del *price-cap*, utilizzando un *X-factor* differenziato in ragione delle dimensioni dell'azienda (pari al 2,4% per il servizio di distribuzione e al 2,8% per i servizi di misura e commercializzazione con riferimento agli operatori di grandi dimensioni).

Le tariffe obbligatorie e di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale valide per l'anno 2013 sono state approvate dall'Autorità con la Delibera 553/2012/R/gas.

Con Delibera 328/2013/R/gas, l'Autorità ha provveduto alla rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2009 al 2013.

A seguito delle verifiche condotte per l'aggiornamento delle tariffe fino al 2012, l'Autorità ha previsto:

- per A2A Reti Gas S.p.A. la ridefinizione delle tariffe per gli anni 2010 - 2012 per la sola località Brescia;
- per Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., a causa di un errore materiale, la ridefinizione delle tariffe per gli anni 2011 - 2012 per tutte le località gestite.

Le tariffe relative al 2013 sono state invece rideterminate (per tutti gli operatori) a seguito della fissazione del valore del tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale (il cd. "*Y-factor*", per la prima volta applicato dall'Autorità), per la copertura dei costi incrementali sorti nell'anno 2012 connessi all'applicazione dell'IMU (0,1% dei costi riconosciuti nel medesimo anno, con riferimento all'attività di distribuzione – gestione delle reti; 0,2% per l'attività di commercializzazione e misura).

Tariffe di distribuzione e misura e Regolazione Qualità gas – IV periodo regolatorio

Con Delibere 573/2013/R/gas e 574/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria e la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il IV periodo regolatorio che durerà sei anni (2014-2019). Le principali novità, in ambito tariffario, in vigore dal 1° gennaio 2014, sono individuabili nel tasso di remunerazione del capitale per gli anni 2014-2015 pari al 6,9% per il servizio di distribuzione e pari al 7,2% per il servizio di misura, nel valore dell'*X-factor* posto pari al 1,7%, per i grandi operatori nello spostamento dell'incentivazione di alcune classi di beni dalla regolazione tariffaria a quella della qualità, nonché la possibilità di scelta tra due regimi alternativi per il trattamento dei contributi.

Regolazione incentivante della sicurezza del servizio

Con Delibera 229/2013/R/gas l'Autorità ha determinato i premi a favore di A2A Reti Gas S.p.A. per i recuperi di sicurezza ottenuti nell'anno 2011. L'ammontare complessivo del premio a favore della società è pari a 363.444,53 euro.

Con Delibera 569/2013/S/gas, l'Autorità ha ridetereminato in 734.000 Euro l'importo della sanzione amministrativo-pecuniaria nei confronti di A2A Reti Gas SpA (già AEM Distribuzione Gas e Calore S.p.A.), a seguito della sentenza del Consiglio di Stato 20 maggio 2011, n. 3007

Distribuzione di energia elettrica

Regime tariffario servizio di distribuzione e misura

Con Delibera ARG/elt 199/11 l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico ha adottato il Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dei servizi di Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT), ed il Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di Misura dell'Energia elettrica (TIME) per il quarto periodo di regolazione (2012-2015).

Limitatamente alla regolazione tariffaria del servizio di misura, rispetto al precedente periodo regolatorio si rilevano variazioni relativamente alla remunerazione del capitale investito (fissata al 7,6% annuo), al valore dell'*X-factor* (fissato al 7,1% annuo) ed al meccanismo di perequazione dei ricavi per il servizio di misura in bassa tensione. Con riferimento invece al servizio di distribuzione, sono stati mantenuti molti degli istituti di regolazione tariffaria già in vigore nel precedente periodo regolatorio e in particolare:

- l'adozione del *tariff decoupling*, che prevede una tariffa obbligatoria da applicare agli utenti finali e una tariffa di riferimento per la definizione del vincolo ai ricavi, specifica per operatore calcolata in base al numero di utenti (PoD);
- l'applicazione del metodo del *profit-sharing* per la definizione dei livelli iniziali dei costi operativi da riconoscere in tariffa;
- l'aggiornamento della quota delle tariffe a copertura dei costi operativi tramite il metodo *price-cap*, fissando l'obiettivo di aumento annuo della produttività (*X-factor*) al 2,8% per l'attività di distribuzione;
- la valutazione del capitale investito tramite il metodo del costo storico rivalutato;
- la definizione del tasso di remunerazione del capitale tramite il Wacc (per il periodo 2012-2013 tale tasso è fissato al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011 e all'8,6% per gli investimenti successivi a tale data);
- il calcolo degli ammortamenti tramite l'utilizzo di vite utili valide ai fini regolatori.

L'Autorità con Delibera 122/2013/R/eel ha determinato le tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013, prevedendo che il Direttore della Direzione Infrastrutture proceda a effettuare gli opportuni approfondimenti richiesti da A2A Reti Elettriche S.p.A. al fine di verificare l'idoneità della metodologia proposta ad assicurare la sostanziale invarianza dei ricavi sancita dalla Delibera ARG/elt 199/11.

L'Autorità, infine, con Delibera 607/2013/R/eel ha provveduto ad aggiornare il tasso di remunerazione del capitale che, per le tariffe 2014-2015, sarà pari al 6,4% (+1% per gli investimenti successivi al 2012 a copertura del cd. lag regolatorio) rispetto all'attuale 7,6%. Con la medesima delibera, inoltre, viene modificato il trattamento dei contributi ai fini del calcolo del capitale investito valido ai fini regolatori e dei costi operativi riconosciuti e viene istituito, per il solo anno 2013, un meccanismo di perequazione dei ricavi da contributi a forfait.

Perequazione costi commerciali

Con Delibere 349/2013/R/eel e 392/2013/R/eel, l'AEEGSI ha approvato i risultati di perequazione dei costi commerciali sostenuti dai distributori per la clientela in bassa tensione relativi agli anni 2010 e 2011, e stabilito per A2A Reti Elettriche S.p.A. i relativi importi da riconoscere al sistema:

- per il primo anno un importo pari a 2.141.466,60 euro;
- per il secondo anno un importo pari a 2.952.411,55 euro.

Perequazione perdite

Con Delibera 559/2012/R/eel, l'Autorità ha avviato una revisione del meccanismo di calcolo della differenza tra perdite effettive e standard.

Nell'ambito del procedimento di revisione, nel corso del primo trimestre del 2013 è stato attivato un progetto finalizzato alla quantificazione delle perdite di rete in bassa tensione, propedeutico all'istituzione di un nuovo meccanismo di calcolo della perequazione perdite su reti di distribuzione da applicarsi già nel corso del corrente anno.

In ragione della retroattività delle modifiche al meccanismo vigente nel 2012 A2A Reti Elettriche S.p.A. ha presentato ricorso per l'annullamento del provvedimento.

Con Delibera 608/2013/R/eel, l'Autorità ha esteso anche all'anno 2013, il meccanismo transitorio di perequazione tra imprese di distribuzione relativo alle perdite di energia elettrica sulle reti, modificando i criteri di erogazione degli importi di competenza del singolo distributore, prevedendo il riconoscimento ai distributori con perdite inferiori al livello standard solo il 25% di quanto spettante, mentre per gli altri operatori è previ-

sta una riduzione dell'importo da versare alla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico pari al 50%.

Perequazione servizio di misura

Con Delibera 497/2013/R/eel, l'Autorità ha determinato gli ammontari di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione per l'anno 2010, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 40 del TIT 2008-2011.

A2A Reti Elettriche S.p.A. ha conseguentemente versato a CCSE un ammontare di perequazione pari a 597.353,13 euro.

Premi e penalità recuperi di continuità elettrica

Con Delibera 478/2013/R/eel, l'Autorità ha approvato i premi e le penalità per l'anno 2012 relativi agli ambiti territoriali per i quali sono stati definiti i livelli tendenziali di continuità del servizio.

Sulla base dei dati di continuità comunicati ai sensi del TIQE:

- A2A Reti Elettriche S.p.A. ha raggiunto un premio complessivo per l'anno 2012 pari a 1.000.895,39 euro e ricevuto un premio pari a 243.800 euro per la regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti MT con interruzioni superiori ai livelli specifici.

Provvedimenti comuni ai due settori (distribuzione gas ed energia elettrica)

Risparmio ed efficienza energetica

Obiettivi di risparmio energetico

Con Delibera 11/2013/R/efr, ai sensi delle disposizioni di cui al Decreto del 28 dicembre 2012, l'Autorità ha provveduto alla trasmissione all'Mse e al GSE dei dati necessari per la determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2013, in capo ai distributori.

Con Delibera 348/2013/R/efr, l'Autorità ha conferito mandato alla CCSE ad effettuare il pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore. In particolare, l'Autorità ha certificato:

- per A2A Reti Elettriche S.p.A. un contributo pari a 10.584.422 euro;
- per A2A Reti Gas S.p.A. un contributo pari a 11.695.418 euro.

Contributo tariffario

Il valore del contributo tariffario unitario riconosciuto per ogni anno d'obbligo (t+1) successivo al 2008 è definito dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente (t).

Pertanto, l'Autorità non ha ad oggi determinato il contributo riconosciuto per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2013.

Servizio idrico integrato

Durata degli affidamenti in essere

In esito alla consultazione referendaria del 12 e 13 giugno 2011, sulla Gazzetta Ufficiale n.167 del 20 luglio 2011 sono stati pubblicati i Decreti del Presidente della Repubblica con i quali è stata dichiarata l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei referendum citati, tra cui l'art. 23-bis del Decreto Legge 112/2008 in materia di affidamento dei servizi pubblici locali di rilevanza economica.

In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del Decreto Legge 179/12 convertito in Legge 221/12, gli affidamenti dei servizi effettuati a società pubbliche *in house providing* che soddisfino i requisiti fissati dalla giurisprudenza comunitaria (controllo sul gestore analogo a quello svolto sui propri organi, svolgimento dell'attività in via prevalente per l'amministrazione o le amministrazioni socie, capitale societario totalmente pubblico) resteranno attivi fino alla scadenza naturale.

Regime tariffario

Con la Delibera 585/2012/R/idr l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico ha approvato il Metodo Tariffario Transitorio (MTT) per gli anni 2012 e 2013 per le gestioni soggette al metodo normalizzato. Per l'anno 2012 si procederà attraverso un meccanismo di perequazione.

Il MTT è basato su criteri di regolazione "ex-post": i dati contabili dell'anno n-2 sono il riferimento per il calcolo tariffario. Sono riconosciuti, con un *time lag* regolatorio di 2 anni, oneri finanziari e fiscali anche sulle immobilizzazioni in corso. Per gli investimenti effettuati dal 2012 è prevista una maggiorazione dell'1% degli oneri finanziari riconosciuti.

Il nuovo metodo sopprime la "remunerazione del capitale" e riconosce il "costo della risorsa finanziaria", in aderenza al principio della copertura integrale dei costi (*full cost recovery*). Con riferimento alla risorsa finanziaria, l'Autorità ha stabilito che tali costi non debba-

no essere riconosciuti a piè di lista, favorendo comportamenti inefficienti o opportunistici, bensì attraverso riferimenti standard (oneri finanziari e fiscali).

Con Delibera 88/2013/R/idr l'Autorità ha, inoltre, adottato disposizioni per il periodo transitorio con riferimento alle gestioni ex CIPE.

Nella seduta del 24 aprile 2013, il Consiglio di Amministrazione dell'Ufficio d'Ambito, ai sensi della Delibera n. 585/2012/R/idr del 28 dicembre 2012, ha preso atto della tariffa transitoria del Servizio Idrico Integrato risultante dall'applicazione del nuovo metodo di calcolo (MTT). Il Gestore è tenuto ad applicare tale nuova articolazione tariffaria, che si applica ai consumi relativi all'anno 2013, a partire dal 1° maggio 2013.

Con Delibera 273/13/R/idr l'Autorità definisce le modalità di restituzione agli utenti finali domestici della componente tariffaria del SII relativa alla remunerazione del capitale, abrogata in esito al referendum popolare, con riferimento al periodo 21 luglio - 31 dicembre 2011. In particolare, entro 3 mesi dalla pubblicazione del provvedimento, gli Enti d'Ambito o i soggetti competenti per la predisposizione tariffaria, dovranno trasmettere all'Autorità, per le verifiche di competenza, il calcolo dell'ammontare di remunerazione del capitale relativo al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 da restituire agli utenti domestici, individuato secondo i criteri di cui all' articolo 2 del provvedimento, allegando una relazione di accompagnamento e i relativi files di calcolo. Qualora gli Enti d'Ambito o i soggetti competenti non provvedano alla trasmissione secondo le modalità previste, l'Autorità eserciterà, conformemente alla normativa vigente, il potere sostitutivo. Dalla remunerazione del capitale, determinata ai sensi dell'articolo 3.3 del MTN, riproporzionata in funzione degli importi fatturati relativi al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 dovranno essere detratti gli oneri fiscali, gli oneri finanziari e gli accantonamenti per la svalutazione crediti, laddove non già inclusi in altre componenti della tariffa. L'ammontare risultante dalla sottrazione dovrà essere rivalutato applicando i tassi di inflazione 2012 e 2013 previsti dal MTT e diviso per il numero di utenze domestiche, eventualmente espresso nel numero di quote fisse applicate. L'Autorità verificherà la coerenza del calcolo proposto dagli Enti d'Ambito o dai soggetti competenti, esprimendo eventuali rilievi entro 60 giorni dal ricevimento. Decorso tale termine e in assenza della comunicazione di rilievi da parte dell'Autorità, il gestore restituirà agli utenti gli importi calcolati dagli Enti d'Ambito o dai soggetti competenti nel primo documento di fatturazione utile, dando evidenza dell'importo restituito.

In conformità alle disposizioni di cui alla Delibera 273/13, in data 25 settembre 2013 l'Ufficio d'Ambito della Provincia di Brescia ha trasmesso all'Autorità, per le verifiche di competenza, il calcolo dell'ammontare di remunerazione del capitale relativo al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 da restituire agli utenti domestici, individuato secondo i criteri di cui all' articolo 2 del provvedimento. L'importo complessivo da restituire risulta 837.000,00 euro corrispondenti a 2,62 euro/cliente domestico.

Con Delibera 459/2013/R/idr, l'Autorità ha integrato il contenuto delle Delibere 585/2012/R/idr (ex metodo normalizzato) e 88/2013/R/idr (ex CIPE) e dei relativi allegati recanti il metodo tariffario transitorio per la determinazione delle tariffe negli anni 2012 e 2013, nonché le linee guida per l'aggiornamento del piano economico-finanziario, di cui alla Deliberazione 73/2013/R/idr.

Con Delibera 643/2013/R/idr, l'Autorità ha infine definito il metodo tariffario idrico per gli anni 2014 e 2015, e stabilito le modalità e le tempistiche di approvazione delle tariffe per le gestioni non ancora interessate da puntuali atti di approvazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013, tra cui le società del Gruppo A2A.





0.4

**Scenario
e mercato**

Quadro macroeconomico

La crescita dell'attività economica mondiale e degli scambi internazionali prosegue a ritmi moderati nell'ultima parte del 2013, pur con qualche differenza a livello regionale. L'andamento si va progressivamente consolidando nelle principali economie avanzate, sostenuto da politiche monetarie espansive; al tempo stesso, nelle economie emergenti la crescita ha perso parte del vigore mostrato in precedenza, nonostante rimanga nel complesso robusta.

Nel 2013 il consolidamento fiscale attuato negli Stati Uniti (accordi sul “*fiscal cliff*”) e nei paesi periferici dell'Area Euro ha rappresentato un freno alla crescita. Tuttavia nel 2014 tale freno derivante dalle politiche di aggiustamento dei bilanci pubblici dovrebbe venire meno.

Per l'anno 2014 il Fondo Monetario Internazionale prevede una crescita globale del 3,6%, in accelerazione rispetto al 2,9% del 2013. Tale incremento è legato soprattutto alla ripresa delle economie avanzate il cui tasso di crescita è atteso intono al 2,0% rispetto all'1,2% dello scorso anno. Le economie emergenti dovrebbero espandersi al tasso del 5,1%, in leggero incremento rispetto al 4,5% del 2013. La maggiore crescita globale dovrebbe riflettersi in un significativo aumento del commercio mondiale: il Fondo Monetario Internazionale prevede che quest'anno il volume degli scambi internazionali di beni e servizi cresca al tasso del 4,9%, rispetto al 2,9% del 2013. Nel complesso le prospettive dell'economia mondiale per il 2014 appaiono meno incerte di quelle dell'anno scorso; ciò dovrebbe riflettersi in un miglioramento ulteriore del clima di fiducia ed in una maggiore propensione ad investire che potrebbe rappresentare il motore della crescita nel 2014.

Gli ultimi dati sul PIL e sulla disoccupazione degli Stati Uniti confermano una ripresa sostenuta. Secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale e delle maggiori banche internazionali (Nomura, Barclays, JP Morgan e Morgan Stanley) nel 2013 vi è stata una crescita dell'1,9%, mentre le attese sono rimaste stabili al 2,6% per il 2014 e al 3% per il 2015. Le stime di crescita per la Cina, dopo un'ampia correzione nella prima parte dell'anno, si sono stabilizzate attorno al +7% per il 2013; negli ultimi mesi sono migliorate le previsioni per il prossimo biennio (7,4% nel 2014 e 7,25% nel 2015).

Nell'Area Euro il PIL è cresciuto di un modesto 0,1% nel terzo trimestre 2013 a causa del rallentamento della domanda mondiale (Fonte: Eurostat). Nel quarto trimestre 2013 si è avuta, invece, una moderata ripresa con una crescita dello 0,3%, che ha portato il valore annuo a -0,5%. L'attività economica è prevista in crescita nella prima metà del 2014 (+0,2% nel primo trimestre 2014 e +0,3% nel secondo trimestre 2014) sostenuta da un recupero degli investimenti privati (quelli pubblici continueranno a essere stagnanti) e da un parziale allentamento dell'impulso negativo proveniente dalla politica fiscale, con conseguenti benefici sui consumi delle famiglie.

La prolungata contrazione del PIL italiano, in atto dall'estate del 2011, si è arrestata nel terzo trimestre del 2013, e nell'ultimo trimestre 2013 si è avuto un miglioramento, trainato dalla lieve ripresa della produzione industriale. Il PIL per l'Italia nel 2013 si è attestato a -1,9%, in miglioramento rispetto al -2,4% registrato nel 2012 (Fonte: ISTAT).

Le proiezioni sull'economia italiana per il prossimo biennio, secondo le previsioni della Banca d'Italia, confermano le indicazioni che prefiguravano un punto di svolta alla fine del 2013. Dopo essersi ridotto dell'1,8% nel 2013, il PIL è previsto in crescita dello 0,7% nel 2014 e dell'1,0% nel 2015.

In Italia, nonostante la ripresa dell'economia, la disoccupazione per i prossimi due anni è destinata a restare elevata; si prevede difatti che l'impatto della crescita della domanda potrà portare inizialmente ad un aumento dell'orario di lavoro medio delle persone già occupate e non ad un aumento dell'occupazione nel breve periodo. L'Ocse prevede che il tasso di disoccupazione italiano salga nel 2014 al 12,4% dall'attuale 12,1% per poi tornare al 12,1% nel 2015.

Nel 2014 la crescita dell'economia mondiale dovrebbe essere più sincronica e più geograficamente distribuita di quanto sia accaduto nei due anni precedenti, mantenendo moderate le pressioni inflazionistiche a livello globale. Conseguentemente il Fondo Monetario Internazionale prevede che il tasso medio di inflazione sarà dell'1,8% nelle economie avanzate, in moderato incremento rispetto all'1,4% del 2013, e del 5,7% delle economie emergenti, in lieve calo dal 6,2% dell'anno precedente.

Secondo le stime dell'Eurostat, elaborate nel mese di dicembre, il tasso annuo di inflazione dell'Eurozona è stato pari allo 0,8% rispetto allo 0,9% registrato in novembre. Il tasso annuo di crescita dei prezzi al consumo dell'Eurozona è stato pari all'1,4% per l'intero 2013 in forte decelerazione rispetto al 2,5% registrato nel 2012. Il rallentamento delle spinte inflazionistiche ha riguardato anche i beni non alimentari ed energetici, seppur in misura molto più contenuta; il tasso di inflazione "core" (ovvero depurata dai prezzi degli alimentari e dell'energia) è infatti sceso dall'1,5% del 2012 all'1,1% del 2013.

In Italia il tasso di inflazione medio annuo per il 2013, misurato dall'indice NIC, è pari all'1,2%, in netta decelerazione rispetto al 3,0% del 2012 (Fonte: ISTAT). La dinamica dei prezzi al consumo nel 2013 ha riflesso principalmente gli effetti della debolezza delle pressioni dal lato dei costi, in particolare degli input energetici, e quelli dell'intensa e prolungata contrazione della spesa per consumi delle famiglie. Per l'anno 2014, secondo le proiezioni dell'ISTAT, il tasso di inflazione in Italia dovrebbe attestarsi all'1,0%.

Nel 2013 il tasso di cambio della moneta unica rispetto al dollaro statunitense si è collocato a 1,33 dollari, superiore del 3% rispetto al valore del 2012, pari a 1,29 dollari. In un contesto di bassa volatilità che ha caratterizzato tutto il 2013, l'euro si è attestato a 1,33 dollari nei mesi iniziali, per poi ritracciare nei mesi primaverili ed estivi nell'intorno di 1,30 dollari. Nella seconda metà dell'anno è iniziato un *trend* di moderato apprezzamento della moneta unica, con il cambio di dicembre che si è attestato a 1,37 dollari.

Per il 2014 si prevede un tasso di cambio più elevato rispetto ai livelli medi del 2013, con un rapporto €/€ pari a 1,37 (Fonte: dati Banca d'Italia e ISTAT).

Con riferimento ai tassi di interesse il Consiglio direttivo della BCE, nel mese di novembre, ha deciso di ridurre i tassi di riferimento portandoli al minimo storico dello 0,25% ribadendo che manterrà un orientamento accomodante di politica monetaria, finché sarà necessario, in considerazione del fatto che nell'area dell'euro le pressioni di fondo sui prezzi dovrebbero restare contenute nel medio-lungo termine. La moderazione del processo inflazionistico consentirà di mantenere politiche monetarie di segno espansivo anche negli Stati Uniti ed i tassi ufficiali della FED (0,25%) dovrebbero rimanere ai livelli attuali per tutto il 2014.

Le attese dei mercati che influenzano la struttura a termine dei tassi di interesse riflettono la riduzione dei tassi ufficiali da parte della Banca Centrale Europea dello scorso novembre e dell'annuncio, confermato in dicembre e in gennaio, che questi resteranno sui livelli pari o inferiori a quelli attuali per un periodo di tempo prolungato. Secondo le attese dei mercati, il tasso di interesse a tre mesi (Euribor) si dovrebbe mantenere attorno allo 0,3% nel 2014 e solo marginalmente più elevato nel 2015. Dovrebbero restare distese anche le condizioni sui mercati finanziari, con il differenziale di rendimento tra i titoli di Stato italiani e tedeschi a dieci anni stabile attorno ai 200 punti base.

Andamento del mercato energetico

Nel corso del 2013 il mercato petrolifero è rimasto sostanzialmente stabile, evidenziando oscillazioni meno ampie e volatili rispetto agli esercizi precedenti, con un modesto calo del prezzo del *Brent* nei mesi primaverili, dove la quotazione è passata dai 112,3 \$/bbl di gennaio ai 103,3 \$/bbl di maggio per poi risalire a 111,2 \$/bbl nel mese di settembre, ed assestarsi nel range 107-111 \$/bbl nell'ultimo trimestre. Il prezzo medio annuo è stato pari a 108,7 \$/bbl, in calo del 2,6% rispetto all'anno precedente.

Le elevate quotazioni petrolifere riflettono l'impatto congiunto dell'intensificarsi delle tensioni geopolitiche, del calo della produzione dell'OPEC e dell'aumento della domanda delle raffinerie di petrolio. Dal lato dell'offerta le tensioni in Libia, Egitto e Siria hanno esercitato una pressione al rialzo delle quotazioni come conseguenza dei timori di potenziali interruzioni delle forniture. Tali paure si sono inserite sullo sfondo di un calo della produzione in Libia, Iraq e Nigeria, non compensato dall'aumento di quella in Arabia Saudita che ha determinato una riduzione dell'offerta complessiva dell'OPEC; l'annuncio dell'accordo sul programma nucleare dell'Iran, raggiunto alla fine di novembre, non sembra aver inciso significativamente sulle quotazioni. Dal lato della domanda, la maggiore richiesta di greggio a livello mondiale da parte delle raffinerie (trainata principalmente dai paesi non appartenenti all'OPEC) ha contribuito ad esercitare ulteriori pressioni al rialzo sui corsi petroliferi.

Il mercato del carbone ha risentito delle incertezze del quadro macroeconomico evidenziando una forte tendenza ribassista che ha interessato tutti i mesi dell'anno e si è attenuata solo nell'ultimo trimestre, con un prezzo medio del 2013 pari a 81,7 \$/ton, in calo dell'11,6% rispetto all'anno precedente.

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2013 è stato pari a 317.144 GWh (fonte: Terna), in calo del 3,4% rispetto all'esercizio precedente, confermando il *trend* di contrazione che ha caratteriz-

zato l'anno in corso, con la domanda 2013 che ha evidenziato 12 cali tendenziali consecutivi. Il calo maggiore si è avuto nei mesi di giugno ed agosto (rispettivamente -6,6% e -5,7%), accentuato in entrambi i casi da temperature inferiori rispetto al 2012 e dal minor numero di giorni lavorativi. La diminuzione è generalizzata in tutte le zone del paese e l'effetto della congiuntura economica negativa si fa sentire soprattutto in Sardegna e al Nord, con l'eccezione della Lombardia.

La minor domanda nazionale ha comportato la riduzione della produzione netta del 3,6%, che si è attestata su un valore pari a 277,380 GWh, ed un calo delle importazioni che hanno fatto registrare un saldo netto con l'estero in contrazione del 2,2% rispetto al 2012. La produzione nazionale del periodo, al lordo dei pompaggi, ha coperto l'86,8% della domanda in linea con il 2012, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 13,2%.

Nei vari settori di produzione prosegue la dinamica ormai consolidata: la produzione rinnovabile, in particolare solare ed eolica, registra aumenti a doppia cifra, rispettivamente del 19% e del 12% circa rispetto all'anno precedente, mentre la produzione termoelettrica registra un calo del 12% (pari a circa -25.000 GWh) anche per effetto dell'eccezionale idraulicità del 2013 che ha determinato un incremento della produzione idroelettrica di oltre il 21% rispetto all'anno precedente. Tra le fonti di energia rinnovabile, quella geotermica è rimasta sostanzialmente stabile, registrando un incremento nell'ordine dell'1%.

Per quanto riguarda il saldo con l'estero nel 2013 la quantità netta importata è diminuita del 2,2% influenzata dai limiti alla capacità di trasmissione con l'estero imposti da Terna per i periodi di bassa domanda.

La significativa contrazione della domanda elettrica nel 2013 è coincisa con una altrettanto significativa riduzione delle quotazioni dei prezzi sulla Borsa dell'energia. La quotazione del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* per l'anno in esame si è attestata ad un livello medio pari a 63,0 €/MWh, con una diminuzione del 16,6% rispetto al valore rilevato nel 2012 (75,5 €/MWh). L'analisi sul prezzo rilevato per i raggruppamenti orari (fasce) rivela come nelle ore di fascia F1 il prezzo abbia segnato un minimo storico a quota 69,5 €/MWh, con un calo di 15,2 €/MWh (-18 %) rispetto al 2012; nelle ore di F3 il ribasso è stato di 9,9 €/MWh (-16%) con un valore di riferimento sceso a 53,1 €/MWh. Il rapporto tra il prezzo rilevato nelle ore di maggior carico (prezzo di picco) e quello medio complessivo (prezzo *base/load*) ha raggiunto il minimo storico a quota 1,12. Anche a livello zonale la dinamica si è invertita: la zona nord è diventata la più costosa (Sicilia a parte); per contro la Sardegna ha annullato lo storico gap con le zone continentali attestandosi a 61,5 €/MWh.

Lo *Spark Spread* nel 2013 risulta inferiore rispetto ai valori dell'anno precedente. Il fenomeno si è verificato in tutti i mesi dell'anno, la contrazione più marcata si è registrata nei mesi estivi.

Gas Naturale

Nel corso del 2013 la domanda di gas naturale, trainata dalla *performance* negativa della produzione termoelettrica, ha registrato una nuova decisa flessione dopo quelle altrettanto consistenti del 2012 e del 2011. In particolare il fabbisogno di gas per il Paese ha fatto registrare una flessione del 6,4%, attestandosi a 69,5 miliardi di mc e scendendo a livelli inferiori di circa 15 miliardi di mc rispetto agli anni precedenti la crisi economica del 2009. Dal lato offerta calano sia la produzione nazionale (-8,8%) che le importazioni (-9,0%). In diminuzione anche il gas naturale negli stoccaggi (-7,5% la giacenza a fine anno). L'*import* ha rappresentato l'89,2% del fabbisogno (al lordo dell'andamento dello stoccaggio) mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte (fonte: Snam Rete Gas).

Gli usi termoelettrici si sono ridotti di circa il 16% rispetto al 2012, un calo ben peggiore rispetto a quello registrato dalla produzione termoelettrica nel suo complesso. Tale andamento dimostra, ancora una volta, come gli impianti più penalizzati sono quelli a gas rispetto alle centrali a carbone, che beneficiano dei più convenienti costi della materia prima.

I consumi del settore industriale hanno avuto una contrazione dello 0,7%, con una *performance* sostanzialmente migliore rispetto all'andamento del PIL italiano atteso per il periodo in esame, attestandosi comunque su valori ancora lontani dai livelli pre-crisi. Per il segmento servizi e usi civili si rileva invece una tenuta dei consumi (-0,3%) rispetto al 2012.

In controtendenza rispetto alle dinamiche rilevate sui principali *hub* europei del gas, che consolidano tutti la pluriennale fase di crescita, le quotazioni del PSV, che dopo tre anni di incessante crescita si attestano attorno ai 28 €/MWh, registrano una contrazione pari a circa il 3%. Tale dinamica ha comportato una diminuzione del differenziale di prezzo rispetto gli altri riferimenti europei.



A full-page background image of an industrial facility. Large, dark, metallic pipes dominate the foreground and middle ground, curving and connecting various parts of the structure. In the lower-left, a worker wearing a white hard hat and a dark jacket is visible, looking down at a control panel or valve. The background shows more industrial structures, including scaffolding and additional pipes, under a clear sky. The overall tone is industrial and professional.

0.5

**Analisi dei principali
settori di attività**

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Energia		Ambiente		
	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12	
Ricavi	4.368	5.306	850	810	
- di cui intersettoriali	160	185	88	59	
Margine Operativo Lordo	533	541	282	219	
% sui Ricavi	12,2%	10,2%	33,2%	27,0%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(622)	(320)	(95)	(75)	
Risultato operativo netto	(89)	221	187	144	
% sui Ricavi	-2,0%	4,2%	22,0%	17,8%	
Risultato da transazioni non ricorrenti					
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria					
Risultato al lordo dell'imposte					
Oneri per imposte sui redditi					
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte					
Risultato netto da attività operative cessate					
Risultato di pertinenza di terzi					
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo					
Investimenti lordi ⁽¹⁾	76	2.216 ^(a)	45 ^(c)	48	

- (1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.
- (*) I valori comparativi per l'esercizio 2012 sono stati riclassificati in base alla nuova struttura di Conto economico adottata.
- (a) Comprende l'effetto del primo consolidamento di Edipower S.p.A. per 2.113 milioni di euro.
- (b) Comprendono l'acquisizione del ramo d'azienda Tecnovalore per 7 milioni di euro.
- (c) Comprendono acconti in conto capitale per 4 milioni di euro.

Milioni di euro	Energia		Ambiente		
	31 12 13	31 12 12	31 12 13	31 12 12	
Immobilizzazioni materiali	3.486	3.960	446	460	
Immobilizzazioni immateriali	82	63	35	36	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	1.569	1.578	288	272	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	1.247	1.265	229	209	

	Calore e Servizi		Reti		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12	01 01 13 31 12 13	01 01 12 31 12 12 ^(*)
	330	326	708	685	234	250	(886)	(897)	5.604	6.480
	38	42	380	381	220	230	(886)	(897)		
	86	73	256	242	(24)	(7)			1.133	1.068
	26,1%	22,4%	36,2%	35,3%	(10,3%)	(2,8%)			20,2%	16,5%
	(23)	(34)	(110)	(107)	(26)	(31)	-	-	(876)	(567)
	63	39	146	135	(50)	(38)			257	501
	19,1%	12,0%	20,6%	19,7%	(21,4%)	(15,2%)			4,6%	7,7%
									75	45
									(206)	(180)
									126	366
									(51)	(128)
									75	238
									-	33
									(13)	(11)
									62	260
	43	56 ^(b)	109	123	11	30	-	-	284	2.473

	Calore e Servizi		Reti		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	31 12 13	31 12 12	31 12 13	31 12 12	31 12 13	31 12 12	31 12 13	31 12 12	31 12 13	31 12 12
	527	492	1.334	1.343	240	221	(103)	(106)	5.930	6.370
	37	38	1.286	1.364	54	83	(188)	(191)	1.306	1.393
	134	148	351	401	195	113	(541)	(578)	1.996	1.934
	107	114	225	275	445	702	(532)	(580)	1.721	1.985

I settori di attività in cui opera il Gruppo A2A sono riconducibili alle seguenti “filieri”:

Filiera Energia

L'attività della filiera è finalizzata alla vendita sui mercati all'ingrosso e al dettaglio di energia elettrica e gas metano. Il supporto alle aree commerciali è assicurato dalle attività di approvvigionamento combustibili, programmazione e dispacciamento impianti di generazione elettrica, ottimizzazione portafoglio e *trading* sui mercati nazionali ed esteri.

Filiera Ambiente

L'attività della filiera è relativa a tutto il ciclo della gestione dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia. È infatti compreso nell'attività della filiera il recupero del contenuto energetico dei rifiuti attraverso impianti di termovalorizzazione o impianti biogas.

Filiera Calore e Servizi

L'attività della filiera è prevalentemente finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo). La vendita del calore cogenerato avviene mediante reti di teleriscaldamento. La filiera assicura anche il servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

Filiera Reti

L'attività della filiera comprende la gestione tecnico-operativa di reti di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale e la gestione dell'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). Sono altresì comprese le attività relative all'illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Altri Servizi e Corporate

I servizi di *Corporate* comprendono le attività di guida, indirizzo strategico, coordinamento e controllo della gestione industriale, nonché i servizi a supporto del *business* e delle attività operative (esempio: servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione etc.). Negli Altri Servizi sono altresì comprese le attività relative ai servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia e accessi ad internet.

Filiera Energia

La Filiera Energia include le seguenti attività:

- **Produzione di energia elettrica:** attività di gestione di centrali attraverso un parco di generazione composto da centrali idroelettriche e termoelettriche con potenza installata pari a 10,3 GW ⁽¹⁾;
- **Energy Management:** attività di compravendita di energia elettrica e di combustibili, gassosi e non gassosi, sui mercati all'ingrosso nazionali e internazionali; approvvigionamento dei combustibili necessari per coprire i fabbisogni delle centrali termoelettriche e dei clienti; pianificazione, programmazione e dispacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica;
- **Vendita di energia elettrica e gas:** attività di commercializzazione di energia elettrica e gas al mercato dei clienti idonei. Sono altresì incluse le attività di vendita di energia elettrica al mercato dei clienti in “maggior tutela”.

Oltre alle attività svolte direttamente da A2A S.p.A., sono riconducibili alla Filiera Energia le società di seguito riportate:

Energia	Società del Gruppo A2A consolidate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	• Abruzzoenergia • A2A Energia • A2A Trading • Edipower • Plurigas in liquidazione • Aspem Energia • EPCG
Energy Management	
Vendita EE e Gas	

(1) Include il 100% degli impianti Edipower S.p.A. e gli impianti di EPCG.

I dati quantitativi ed economici al 31 dicembre 2013 non risultano omogenei con quelli dell'esercizio 2012, infatti:

- nell'esercizio 2012 la società Edipower S.p.A. è consolidata integralmente a partire dal mese di giugno mentre nei mesi precedenti era consolidata con il metodo del patrimonio netto e per la sola quota del 20%;
- nell'esercizio 2013 i risultati includono il contributo derivante dal 77% della produzione degli impianti termoelettrici ed idroelettrici di Edipower S.p.A. fino al mese di ottobre 2013. A partire dal mese di novembre 2013, a seguito dell'operazione di scissione non proporzionale avvenuta in Edipower S.p.A. a favore di Iren Energia S.p.A., non sono invece incluse le produzioni dell'impianto termoelettrico di Turbigo e del nucleo idroelettrico di Tusciano, mentre è integrale il contributo degli altri impianti di Edipower S.p.A..

Dati quantitativi - settore energia elettrica

Di seguito si riporta una sintesi dei dati quantitativi relativi alla Filiera Energia.

GWh	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
FONTI				
Produzioni nette	12.458	13.392	(934)	(7,0%)
-produzione termoelettrica	7.432	9.362	(1.930)	(20,6%)
-produzione idroelettrica	5.023	4.028	995	24,7%
-produzione fotovoltaica	3	2	1	nd
Acquisti	37.665	35.324	2.341	6,6%
-acquirente unico	2.671	2.954	(283)	(9,6%)
-borsa	9.322	10.599	(1.277)	(12,0%)
-mercati esteri	14.296	12.650	1.646	13,0%
-altri acquisti	11.376	9.121	2.255	24,7%
TOTALE FONTI	50.123	48.716	1.407	2,9%
USI				
Vendite mercato tutelato	2.671	2.954	(283)	(9,6%)
Vendite a clienti idonei e grossisti	21.848	20.710	1.138	5,5%
Vendite in borsa	12.905	13.069	(164)	(1,3%)
Vendite mercati esteri	12.699	11.983	716	6,0%
TOTALE USI	50.123	48.716	1.407	2,9%

I dati relativi alle vendite sono riportati al lordo delle perdite. Non sono inclusi i dati quantitativi relativi al Gruppo EPCG.

Nell'esercizio 2013 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 12.458 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 37.665 GWh, per una disponibilità complessiva di 50.123 GWh.

La produzione evidenzia una flessione del 7,0% rispetto all'esercizio precedente.

In particolare, la produzione termoelettrica, pari a 7.432 GWh è risultata in calo rispetto al 2012 (-20,6%) soprattutto a causa del minor fattore di carico delle centrali a ciclo combinato,

mentre la produzione idroelettrica (5.023 GWh) è aumentata del 24,7% a seguito della straordinaria idraulicità registrata principalmente nella prima parte dell'anno.

A seguito della riduzione delle produzioni, per far fronte all'incremento degli impieghi, sono aumentati gli acquisti di energia elettrica del 6,6% rispetto al precedente esercizio, passando da 35.324 GWh a 37.665 GWh.

Le vendite di energia elettrica sui mercati finali e sui mercati esteri sono cresciute rispettivamente del 5,5% e del 6,0%, mentre si sono ridotte le vendite sul mercato tutelato (-9,6%) e sui mercati IPEX (-1,3%).

Complessivamente le vendite di energia elettrica della filiera energia si sono attestate a 50.123 GWh (48.716 GWh nel 2012).

Di seguito si riporta una sintesi dei dati quantitativi relativi al settore energia elettrica del Gruppo EPCG.

GWh	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
FONTI				
Produzioni	3.809	2.715	1.094	40,3%
- produzione termoelettrica	1.311	1.245	66	5,3%
- produzione idroelettrica	2.498	1.470	1.028	69,9%
Import e altre fonti	326	1.569	(1.243)	(79,2%)
- import	195	957	(762)	(79,6%)
- altre fonti	30	38	(8)	(21,1%)
EPS (Società Elettrica Serba)	101	574	(473)	(82,4%)
TOTALE FONTI	4.135	4.284	(149)	(3,5%)
USI				
Consumi mercato domestico	3.129	3.769	(640)	(17,0%)
Perdite di rete	142	154	(12)	(7,8%)
Altri usi	82	55	27	49,1%
Export	622	208	414	nd
EPS (Società Elettrica Serba)	160	98	62	63,3%
TOTALE USI	4.135	4.284	(149)	(3,5%)

Al 31 dicembre 2013 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 4.135 GWh (4.284 GWh nell'anno precedente).

Il Gruppo EPCG ha prodotto complessivamente 3.809 GWh (+40,3% rispetto al 2012), di cui 1.311 GWh da fonte termoelettrica e 2.498 GWh da fonte idroelettrica.

Le vendite ai clienti finali sono risultate pari a 3.129 GWh, in calo di 640 GWh per la riduzione della fornitura ad un grande consumatore energivoro che ha consentito di vendere su mercati esteri le eccedenze produttive (+414 GWh rispetto al 2012).

Dati quantitativi - settore gas

Milioni di mc	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
FONTI				
Approvvigionamenti	3.424	5.105	(1.681)	(32,9%)
Prelievi da magazzino	33	163	(130)	(79,8%)
Autoconsumi /GNC	(10)	(18)	8	(44,4%)
TOTALE FONTI	3.447	5.250	(1.803)	(34,3%)
USI				
Usi finali	1.428	1.607	(179)	(11,1%)
Usi termoelettrici	848	1.220	(372)	(30,5%)
Usi calore	134	139	(5)	(3,6%)
Grossisti	1.037	2.284	(1.247)	(54,6%)
TOTALE USI	3.447	5.250	(1.803)	(34,3%)

Le quantità sono espresse a mc standard riportati al PCS di 38100 MJ alla riconsegna.

Nell'esercizio 2013 i volumi di gas intermediati sono risultati pari a 3.447 milioni di metri cubi, in riduzione del 34,3% rispetto all'anno precedente (5.250 milioni di metri cubi).

Tale dinamica è prevalentemente attribuibile alle minori vendite sui mercati all'ingrosso del gas.

Nel confronto con il 2012 si registra anche una flessione degli utilizzi termoelettrici (nonostante la modifica di perimetro dovuta all'acquisizione di Edipower S.p.A.) e delle vendite ai clienti finali (-11,1%). Le vendite di gas alla Filiera Calore del Gruppo, invece, risultano sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (-3,6%).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012	Variazioni
Ricavi	4.368	5.306	(938)
Margine Operativo Lordo	533	541	(8)
% su Ricavi	12,2%	10,2%	
Ammortamenti e Accantonamenti e Svalutazioni	(622)	(320)	(302)
Risultato Operativo Netto	(89)	221	(310)
% su Ricavi	(2,0%)	4,2%	
Investimenti	76	103	(27)

Nell'esercizio in esame la Filiera Energia ha evidenziato ricavi per 4.368 milioni di euro (5.306 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

La riduzione dei ricavi, pari a 938 milioni di euro, è principalmente ascrivibile ad una significativa contrazione dell'attività di intermediazione di gas metano sui mercati all'ingrosso.

Il Margine Operativo Lordo, pari a 533 milioni di euro, evidenzia una flessione di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato 2013, tuttavia, include lo stanziamento dell'onere di mobilità per circa 7 milioni di euro. Al netto di tale effetto la marginalità della Filiera risulta sostanzialmente in linea con l'esercizio 2012. L'esercizio in esame ha beneficiato dell'ottima *performance* della controllata EPCG (+62 milioni di euro) che è stata compensata dalla minore marginalità conseguita sui mercati dei titoli ambientali. L'esercizio 2012, infatti, aveva beneficiato, del meccanismo delle allocazioni gratuite di CO₂ previsto nella precedente fase (II) dell'EU ETS, nonché di maggiori vendite di Certificati Verdi a seguito della vendita della posizione lunga registrata nel corso del 2011. La gestione integrata del portafoglio di generazione e delle attività di commercializzazione di energia elettrica e gas, nonostante il significativo peggioramento delle condizioni di mercato del comparto elettrico, ha permesso di mantenere marginalità allineate con l'esercizio precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 622 milioni di euro (320 milioni di euro al 31 dicembre 2012). L'incremento di tale voce, pari a 302 milioni di euro, è principalmente attribuibile alla rilevazione nell'esercizio in esame di svalutazioni degli asset derivanti dalle analisi di *Impairment* per 237 milioni di euro, nonché al consolidamento di Edipower S.p.A. per l'intero esercizio 2013 (il consuntivo 2012 recepiva gli ammortamenti e accantonamenti della società a partire dal mese di giugno).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato operativo netto è stato negativo per 89 milioni di euro (positivo per 221 milioni di euro nel 2012).

Nell'esercizio 2013 gli investimenti sono risultati complessivamente pari a 76 milioni di euro, di cui 9 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG.

Essi hanno prevalentemente riguardato interventi di manutenzione straordinaria presso le centrali termoelettriche a ciclo combinato per 16 milioni di euro, la centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone per 7 milioni di euro e le centrali idroelettriche per 9 milioni di euro.

Interventi di manutenzione straordinaria di minore entità hanno riguardato le centrali di Brindisi e San Filippo per 2 milioni di euro. Sono stati effettuati, inoltre, investimenti di ammodernamento e miglioramento degli impianti idroelettrici per 26 milioni di euro e investimenti in sistemi informativi per complessivi 4 milioni di euro.

Per quanto riguarda il Gruppo EPCG, gli investimenti si riferiscono prevalentemente all'impianto termoelettrico di Pljevlja (4,4 milioni di euro) e agli impianti idroelettrici di Perucica (0,8 milioni di euro) e di Piva (3,6 milioni di euro).

Filiera Ambiente

La Filiera Ambiente include le attività relative all'intero ciclo della gestione dei rifiuti. Di seguito si riporta una breve descrizione di tali attività:

- **Raccolta e spazzamento:** pulizia delle strade e prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione;
- **Trattamento:** attività svolta in centri dedicati, finalizzata al recupero o alla trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia, alla termovalorizzazione con recupero di energia o allo smaltimento in discarica;
- **Smaltimento:** attività di smaltimento finale dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica, con eventuale recupero energetico mediante termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

Sono riconducibili alla Filiera Ambiente le società di seguito riportate:

Ambiente	Società del Gruppo A2A consolidate
Raccolta e spazzamento	• A2A Ambiente • Amsa • Aprica • Montichiariambiente • Aspem S.p.A.
Trattamento	
Smaltimento e recupero energetico	

Si riporta di seguito una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici della Filiera Ambiente.

Dati quantitativi

	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
Rifiuti raccolti (Kton)*	896	910	(14)	(1,5%)
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.517	2.457	60	2,4%
Energia elettrica venduta (GWh)	1.103	1.143	(40)	(3,5%)
Calore ceduto (GWht)**	1.122	1.024	98	9,6%

(*) Rifiuti raccolti nei Comuni di Milano, Brescia, Bergamo e Varese.

(**) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nell'esercizio in esame si è osservata una flessione delle quantità di rifiuti raccolti dell'1,5% rispetto all'anno precedente, principalmente a seguito del perdurare della difficile situazione congiunturale. Le quantità di rifiuti smaltiti sono invece risultate in crescita rispetto al 2012 (+2,4%), a seguito dell'acquisizione di nuovi contratti di smaltimento nelle aree di Milano e Pavia.

La produzione di calore degli impianti di termovalorizzazione (+98 GWht termici) ha evidenziato una crescita rispetto all'anno precedente per le maggiori quantità richieste dal Comparto Teleriscaldamento. Conseguentemente, le quantità di energia elettrica vendute si sono ridotte del 3,5%, passando da 1.143 GWh a 1.103 GWh.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012	Variazioni
Ricavi	850	810	40
Margine Operativo Lordo	282	219	63
% su Ricavi	33,2%	27,0%	
Ammortamenti e Accantonamenti e Svalutazioni	(95)	(75)	(20)
Risultato Operativo Netto	187	144	43
% su Ricavi	22,0%	17,8%	
Investimenti	41	48	(7)

Nell'esercizio in esame, la Filiera Ambiente ha registrato ricavi per 850 milioni di euro (810 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 282 milioni di euro, in crescita rispetto ai 219 milioni di euro conseguiti nell'esercizio precedente. Tale risultato include una componente positiva di reddito pari a 27 milioni di euro di competenza dell'esercizio precedente che nel

quarto trimestre del 2012 era stata prudenzialmente accantonata a fronte di incertezze del quadro regolatorio. Al netto di tali componenti, il risultato operativo lordo della filiera risulta pari a 255 milioni di euro, in crescita di 9 milioni di euro rispetto al 2012. Infatti i minori ricavi dovuti alla scadenza delle convenzioni CIP6 relative agli impianti di termovalorizzazione di Corteolona (Pavia) e Brescia e alla conclusione di alcune commesse estere, sono stati più che compensati dai maggiori margini conseguiti dall'espansione dei servizi di raccolta e spazzamento e dalle attività industriali di smaltimento di rifiuti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 95 milioni di euro, in crescita di 20 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è prevalentemente attribuibile ai maggiori accantonamenti per rischi registrati nell'esercizio in esame.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto è stato pari a 187 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Gli Investimenti del periodo, pari a 41 milioni di euro, si riferiscono principalmente a mezzi e contenitori per la raccolta (19 milioni di euro), ad interventi di sviluppo e mantenimento su impianti di trattamento e discariche (11 milioni di euro), ad interventi di sviluppo e mantenimento effettuati sugli impianti di termovalorizzazione (8 milioni di euro), nonché ad interventi vari di mantenimento (2 milioni di euro).

Filiera Calore e Servizi

La Filiera Calore e Servizi include le attività di cogenerazione, teleriscaldamento e vendita di calore, nonché attività relative ai servizi di gestione calore e di *facility management*. Di seguito si riporta una breve descrizione delle attività:

- **Cogenerazione e Teleriscaldamento:** attività di produzione, distribuzione e vendita di calore, attività di produzione e vendita di energia elettrica, nonché attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti per il teleriscaldamento;
- **Calore e altri servizi:** servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti.

Sono riconducibili alla Filiera Calore e Servizi le società di seguito riportate:

Calore e Servizi	Società del Gruppo A2A consolidate
Impianti di cogenerazione	• A2A Calore & Servizi • Proaris • Varese Risorse
Reti di Teleriscaldamento	
Vendita calore e altri servizi	

Dati quantitativi

<i>GWh</i>	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
FONTI				
Impianti di:	1.203	1.128	75	6,6%
– Lamarmora	463	480	(17)	(3,5%)
– Famagosta	153	140	13	9,3%
– Tecnocity	76	61	15	24,6%
– altri impianti	511	447	64	14,3%
Acquisti da:	1.179	1.089	90	8,3%
– terzi	290	254	36	14,2%
– altre filiere	889	835	54	6,5%
TOTALE FONTI (*)	2.382	2.217	165	7,4%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.382	2.217	165	7,4%
TOTALE USI	2.382	2.217	165	7,4%

(*) Al netto delle perdite.

Note:

- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla Filiera Ambiente.

Nell'esercizio in esame le vendite di calore ai clienti finali sono cresciute del 7,4% rispetto al 2012 prevalentemente per effetto delle nuove volumetrie allacciate. Di conseguenza anche le produzioni e gli acquisti di calore sono aumentati rispettivamente di 75 GWh termici e di 90 GWh termici.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012	Variazioni
Ricavi	330	326	4
Margine Operativo Lordo	86	73	13
% su Ricavi	26,1%	22,4%	
Ammortamenti e Accantonamenti e Svalutazioni	(23)	(34)	11
Risultato Operativo Netto	63	39	24
% su Ricavi	19,1%	12,0%	
Investimenti	43	49	(6)

Nel 2013 i ricavi si sono attestati a 330 milioni di euro (326 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Il Margine Operativo Lordo ha raggiunto 86 milioni di euro, in crescita di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012. A tale positiva *performance* hanno contribuito sia il Comparto Teleriscaldamento - che ha beneficiato soprattutto degli effetti dello sviluppo commerciale -

sia l'attività di Gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terzi. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dai minori ricavi di vendita di energia elettrica.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 23 milioni di euro, in riduzione di 11 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. Tale riduzione è prevalentemente attribuibile al rilascio di un fondo rischi, precedentemente accantonato, a seguito dell'esito positivo di un contenzioso.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto si è attestato a 63 milioni di euro (39 milioni di euro nel 2012).

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 43 milioni di euro, hanno riguardato interventi di sviluppo e mantenimento delle reti di teleriscaldamento (34 milioni di euro) e degli impianti di cogenerazione (9 milioni di euro), principalmente nelle aree di Milano, Brescia e Bergamo.

Filiera Reti

La Filiera Reti include le attività regolamentate da Autorità di settore e relative alla gestione delle reti elettriche, reti gas e del ciclo idrico integrato. Di seguito si riporta una breve descrizione di tali attività:

- **Reti elettriche:** attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica;
- **Reti gas:** attività di trasporto e distribuzione di gas naturale;
- **Ciclo Idrico Integrato:** attività di captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, fognatura e depurazione;
- **Altri Servizi:** attività relative all’illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Sono riconducibili alla Filiera Reti le società di seguito riportate:

Reti	Società del Gruppo A2A consolidate
Reti elettriche	• A2A Reti Elettriche • A2A Reti Gas • A2A Ciclo Idrico • EPCG • Mincio Trasmissione • Camuna Energia • Retragas • Seasm • Aspem S.p.A. • A2A Servizi alla distribuzione
Reti gas	
Ciclo Idrico Integrato	

Si riporta di seguito una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici della Filiera Reti.

Dati quantitativi

	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
Energia elettrica distribuita (GWh)	11.098	11.361	(263)	(2,3%)
Gas distribuito (Mmc)	2.076	2.010	66	3,3%
Gas trasportato (Mmc)	392	400	(8)	(2,0%)
Acqua distribuita (Mmc)	63	69	(6)	(8,7%)

L'energia elettrica distribuita nell'esercizio 2013 è stata pari a 11.098 GWh, in riduzione del 2,3% rispetto al 31 dicembre 2012.

Le quantità di gas distribuito hanno invece evidenziato una crescita del 3,3% rispetto all'esercizio precedente per effetto delle temperature più rigide registrate nel corso del 2013.

Le quantità di gas trasportato si sono attestate a 392 milioni di metri cubi (400 milioni di metri cubi al 31 dicembre 2012).

L'acqua distribuita è risultata pari a 63 Mmc (69 milioni di metri cubi nell'anno precedente).

Il Gruppo EPCG ha complessivamente distribuito energia elettrica sulla rete di media e bassa tensione montenegrina per 2.530 GWh (2.596 GWh nell'esercizio precedente).

EPCG	31 12 2013	31 12 2012	Variazioni	% 2013/2012
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.530	2.596	(66)	(2,5%)

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012	Variazioni
Ricavi	708	685	23
Margine Operativo Lordo	256	242	14
% su Ricavi	36,2%	35,3%	
Ammortamenti e Accantonamenti e Svalutazioni	(110)	(107)	(3)
Risultato Operativo Netto	146	135	11
% su Ricavi	20,6%	19,7%	
Investimenti	109	123	(14)

Al 31 dicembre 2013 i ricavi della Filiera Reti sono stati pari a 708 milioni di euro, di cui 74 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG (685 milioni di euro al 31 dicembre 2012, di cui 74 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG).

Il Margine Operativo Lordo della Filiera Reti si è attestato a 256 milioni di euro (242 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Al netto dello stanziamento degli oneri per mobilità relativi al piano di ristrutturazione aziendale che hanno inciso negativamente sul risultato del 2013 per 12 milioni di euro, la Filiera evidenzia una crescita pari a 26 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012.

Tale dinamica è attribuibile al positivo contributo di tutti i comparti della Filiera.

In particolare, l'attività di distribuzione di energia elettrica evidenzia un Margine Operativo Lordo in crescita di 17 milioni di euro per effetto di minori costi di gestione e di partite non ricorrenti di reddito che avevano inciso negativamente nell'esercizio precedente.

Nel comparto distribuzione gas il miglioramento dei risultati (+3 milioni di euro rispetto all'anno precedente) è ascrivibile all'incremento dei ricavi ammessi per l'attività di distribuzione relativi all'anno 2013.

Il settore idrico, infine, registra un Margine Operativo Lordo pari a 11 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto al 2012. Tale andamento è principalmente dovuto a minori costi di gestione e all'aumento delle tariffe deliberate dall'Autorità di regolazione, effetti parzialmente compensati da minori volumi di acqua distribuita.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 110 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio 2012.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato operativo netto si è attestato a 146 milioni di euro (135 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

In Italia gli Investimenti, nel periodo in esame, sono risultati pari a 84 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto Distribuzione elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari (41 milioni di euro);
- nel comparto Distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori gas (37 milioni di euro);
- nel comparto Ciclo Idrico Integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (6 milioni di euro).

Gli Investimenti realizzati dal Gruppo EPCG, pari a 25 milioni di euro, hanno invece riguardato interventi di sviluppo e mantenimento della rete di distribuzione elettrica (7 milioni di euro), nonché interventi di sostituzione dei contatori (18 milioni di euro).

Altri Servizi e Corporate

Di seguito si riporta una breve descrizione delle attività svolte in questo settore:

- **Corporate** ⁽²⁾: attività di indirizzo, coordinamento e controllo quali lo sviluppo del *business*, l'indirizzo strategico, la pianificazione e il controllo, la gestione finanziaria e il coordinamento delle attività del Gruppo; servizi centrali a supporto del *business* e delle attività operative (es. servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione, etc.), erogati dalla capogruppo a fronte di appositi contratti di servizio *intercompany*;
- **Altri servizi**: attività relative a servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia e accessi ad *internet*.

Oltre alle attività svolte direttamente da A2A S.p.A., sono incluse in tale ambito le società di seguito riportate:

Altri servizi e corporate	Società del Gruppo A2A consolidate
Altri servizi	● Selene ● Aspem S.p.A. ● A2A Logistica ● EPCG
Corporate	

(2) Include la Direzione Generale Area Corporate e Mercato, lo staff della Direzione Generale Area Tecnico-Operativa e gli staff della Presidenza del Consiglio di Gestione e del Consiglio di Sorveglianza.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2013 31 12 2013	01 01 2012 31 12 2012	Variazioni
Ricavi	234	250	(16)
Margine Operativo Lordo	(24)	(7)	(17)
% su Ricavi	(10,3%)	(2,8%)	
Ammortamenti e Accantonamenti e Svalutazioni	(26)	(31)	5
Risultato Operativo Netto	(50)	(38)	(12)
% su Ricavi	(21,4%)	(15,2%)	
Investimenti	11	30	(19)

Nell'esercizio in esame, i ricavi della Filiera Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 234 milioni di euro (250 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Il risultato della Filiera Altri Servizi e Corporate risulta negativo per 24 milioni di euro (-7 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Nel confronto con l'esercizio precedente, il risultato risente dello stanziamento dell'onere di mobilità per complessivi 6 milioni di euro, del beneficio sul 2012 di partite non ricorrenti per 7 milioni di euro e della modifica dei livelli economici dei contratti infragruppo tra la A2A S.p.A e alcune società del Gruppo alle quali sono stati ceduti asset informatici.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni si sono attestati a 26 milioni di euro (31 milioni di euro nell'esercizio 2012). Tale variazione è sostanzialmente attribuibile ai minori ammortamenti registrati a seguito della vendita di asset IT sopra menzionata ad alcune società controllate.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato operativo netto è stato negativo per 50 milioni di euro (negativo per 38 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Sterilizzando gli effetti delle poste straordinarie evidenziate in precedenza il Risultato Operativo è in crescita anche grazie ai minori costi di gestione rilevati a seguito dell'avvio del progetto di efficienza operativa.

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 11 milioni di euro, hanno riguardato prevalentemente interventi sui sistemi informativi (8 milioni di euro) e sulle reti di telecomunicazioni (1 milione di euro).



A photograph of an industrial facility, likely a water treatment plant, featuring large, polished stainless steel pipes and a prominent blue handwheel valve. The scene is brightly lit, and the floor is a light-colored concrete. The large blue number '0.6' is overlaid on the left side of the image.

0.6

Rischi e incertezze

Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di *assessment* e *reporting* dei rischi ispirato alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management* del *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (CoSO report), alle *best practice* in ambito *Risk Management* ed in *compliance* con il Codice di Autodisciplina così come aggiornato dalla Consob nel 2011, che recita: “...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi...”.

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-*business* e del settore di appartenenza. Tale modello, operativo già dal 2010, non è un riferimento statico ma è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è inoltre caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di *assessment* che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei *risk owner* attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi che li riguardano, le relative cause e le modalità di gestione.

Nel corso del 2013 il Gruppo ha proseguito il piano di sviluppo pluriennale che, facendo leva su un approccio modulare e sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati, mira da un lato ad evolvere ulteriormente la metodologia di *assessment* con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale processo di evoluzione è svolto in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del *Management* e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito dal *Risk Management*.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

Rischi finanziari

Rischio prezzo *commodities*

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio prezzo *commodities*, ovvero al rischio di mercato legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) nonché del cambio ad esse associato.

Annualmente, contestualmente all'approvazione del *Budget*, il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. definisce i limiti di rischio *commodity* del Gruppo, ossia il massimo livello di variabilità del risultato legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

Il Comitato Rischi, in coerenza con la *Energy Risk Policy*, vigila sul rispetto di tali limiti definendo, ove necessario, strategie di copertura volte a riportare il rischio entro i limiti stabiliti.

Il rischio di mercato viene gestito centralmente mediante un processo di *netting* sull'esposizione totale del portafoglio di Gruppo, costantemente monitorata.

Attraverso la gestione di strumenti finanziari derivati si persegue l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e dai contratti in essere, contribuendo a garantire l'equilibrio economico e finanziario del Gruppo.

Rischio di tasso di interesse

L'esposizione del Gruppo A2A al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla volatilità degli oneri finanziari connessi all'indebitamento espresso a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio tasso persegue l'obiettivo di limitare tale volatilità innanzi tutto attraverso l'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e inoltre attraverso l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

Per l'analisi e la gestione dei rischi relativi al tasso di interesse è stato sviluppato internamente al Gruppo un modello che permette di determinare l'esposizione al rischio tramite il metodo Montecarlo, valutando l'impatto che le oscillazioni dei tassi di interesse hanno sui flussi finanziari prospettici.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far fronte ai propri impegni di pagamento, facendo ricorso all'autofinanziamento, al *funding* sui mercati bancari e finanziari ed alla liquidità disponibile.

Anche in considerazione del contesto di riferimento, caratterizzato da un'accresciuta volatilità e da potenziali situazioni di incertezza dei mercati finanziari, il Gruppo pone particolare attenzione al costante presidio del rischio di liquidità, garantendo il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie per far fronte agli impegni attesi per un determinato periodo temporale, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi.

- In tale ottica il Gruppo persegue anche una politica di diversificazione del profilo di scadenze del debito e delle fonti di finanziamento. A questo proposito si segnala l'aggiornamento del Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) con ampliamento fino ad un importo massimo di 3 miliardi di euro approvato dal Consiglio di Gestione il 7 novembre 2013.

In giugno 2013 è stato sottoscritto con Cassa Depositi e Prestiti un finanziamento di 95 milioni di euro con scadenza 2023, utilizzato integralmente nell'ultimo trimestre dell'anno.

In aprile 2013 è stata inoltre sottoscritta tra A2A S.p.A. e un gruppo di banche, italiane ed estere, una linea di credito *revolving* in *Club Deal* per un importo complessivo di 600 milioni di euro con durata di 5 anni e con finalità principalmente di *backup*.

Al 31 dicembre 2013 il Gruppo ha a disposizione linee di credito *revolving committed* non utilizzate per 1.465 milioni di euro, finanziamenti a medio lungo termine, già contrattualizzati e non ancora utilizzati, per un importo complessivo di 36 milioni di euro, nonché disponibilità liquide per complessivi 376 milioni di euro, di cui 187 milioni di euro a livello di capogruppo. La linea di credito *revolving* concessa ad Edipower S.p.A. nel maggio 2012, pari a 50 milioni di euro, è stata estinta contestualmente al rimborso del finanziamento avvenuto il 31 dicembre 2013.

Rischio di default e covenants

Al 31 dicembre la capogruppo ha emesso prestiti obbligazionari pubblici per un valore nominale complessivo di 2.811 milioni di euro, di cui: 299 milioni di euro con scadenza maggio 2014; 762 milioni di euro con scadenza novembre 2016; 750 milioni di euro con scadenza novembre 2019; 500 milioni di euro con scadenza gennaio 2021; 500 milioni di euro con scadenza gennaio 2022. Come in precedenza indicato, A2A ha riacquistato in data 11 luglio 2013 quote dei prestiti obbligazionari con scadenza maggio 2014 e novembre 2016 rispettivamente per 201

e 238 milioni di euro. Inoltre, in dicembre 2013, A2A ha emesso un prestito obbligazionario in forma di piazzamento privato per 300 milioni di euro con scadenza dicembre 2023.

Le obbligazioni emesse presentano *Terms and Conditions* in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti di finanziamento.

Tutti i prestiti obbligazionari emessi da A2A nell'ambito del Programma EMTN (complessivamente pari a 2.050 milioni di euro, incluso il piazzamento privato da 300 milioni di euro, avente scadenza 2023) prevedono a favore degli investitori una *Change of Control Put* nel caso di mutamento di controllo della società che determini nei successivi 180 giorni un conseguente *downgrade* del *rating* a livello *sub investment grade*. Se entro tali 180 giorni il *rating* della società dovesse ritornare ad *investment grade* l'opzione non sarebbe esercitabile.

Nei finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti è prevista una clausola di *Credit Rating* nel caso di *rating* inferiore a BBB- o equivalente livello. Si segnala, inoltre, che i contratti di finanziamento BEI di 200 milioni di euro con scadenza 2025-2026, di 95 milioni di euro con scadenza 2026 e di 70 milioni di euro (utilizzato per 50 milioni di euro) con scadenza 2027-2028 prevedono per la banca il diritto di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento in caso di mutamento di controllo della capogruppo.

Per il finanziamento sottoscritto dalla capogruppo con UniCredit, intermediato BEI, da 85 milioni di euro a tasso variabile con scadenza giugno 2018 è prevista una clausola di *Credit Rating* che prevede l'impegno della società a mantenere per tutta la durata del finanziamento un *rating* pari ad "*investment grade*". Nel caso in cui tale impegno non venga rispettato è previsto il rispetto, su base annuale, di alcuni *covenants* relativi al rapporto tra indebitamento ed *equity*, tra indebitamento e MOL, tra MOL ed oneri finanziari.

La clausola di *Credit Rating*, in caso di *rating* inferiore ad *investment grade* (BBB-), è prevista anche nei due finanziamenti con Cassa Depositi e Prestiti, rispettivamente di originari 200 milioni di euro con scadenza 2025 e 95 milioni di euro con scadenza 2023, quest'ultimo sottoscritto a giugno 2013 e utilizzato integralmente nell'ultimo trimestre dell'anno.

Inoltre il prestito obbligazionario privato in yen avente scadenza 2036 – ed il derivato *cross currency swap* correlato – contengono una clausola di *Put right* a favore dell'investitore (e della controparte finanziaria del derivato) nel caso in cui il *rating* risulti inferiore a BBB- (*sub-investment grade*).

Come sopra citato, il Gruppo A2A ha stipulato con diversi istituti finanziari alcune linee di credito *revolving committed* per un totale di 1.465 milioni di euro (interamente contrattualizzate da A2A S.p.A.) che non sono soggette a *covenants*, ad eccezione della linea di credito *revolving*

(attualmente non utilizzata) sottoscritta da A2A S.p.A. ad aprile 2013 per un importo complessivo di 600 milioni di euro con durata 5 anni per la quale è previsto il rispetto del *covenant* finanziario relativo al rapporto PFN/EBITDA. In tale linea di credito è inoltre presente una clausola di *Change of Control* che prevede la facoltà delle banche del sindacato di chiedere, in caso di mutamento di controllo della società tale da comportare un *Material Adverse Effect*, l'estinzione della *facility* e il rimborso anticipato degli importi eventualmente utilizzati.

Relativamente ai prestiti obbligazionari, ai finanziamenti sopra indicati e alle linee *revolving committed* sono previste: (i) clausole di *negative pledge* per effetto delle quali la capogruppo si impegna a non costituire, con eccezioni, garanzie sui propri beni e su quelli delle sue controllate dirette, oltre una soglia specificatamente individuata; (ii) clausole di *cross default/acceleration* che comportano l'obbligo di rimborso immediato dei finanziamenti al verificarsi di gravi inadempienze; (iii) clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza dichiarata di alcune società controllate direttamente.

Il finanziamento in capo alla controllata Abruzzoenergia S.p.A. è assistito da una garanzia reale (ipoteca) per un valore massimo di 264 milioni di euro e prevede due *covenants* finanziari, PFN/Mezzi propri e PFN/MOL, il cui mancato rispetto (anche di uno solo) per due anni consecutivi, comporta che le parti ne concordino le modalità di ripristino. Alla data del 31 dicembre 2013 entrambi i *covenants* sono rispettati.

Con riferimento alla controllata EPCG il finanziamento di 35 milioni di euro sottoscritto con EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*), utilizzato al 31 dicembre 2013 per 31 milioni di euro, prevede alcuni *covenants* finanziari rispettati al 31 dicembre 2013.

Allo stato attuale non vi è alcuna situazione di *default* delle società del Gruppo A2A.

Rischi di contesto

Rischio normativo e regolatorio

Il Gruppo A2A opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione va pertanto considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché per i settori attinenti alle attività di gestione del ciclo idrico e dei servizi ambientali.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo 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.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le unità di *business* interessate dalle evoluzioni normative, al fine di valutarne compiutamente i potenziali impatti.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano la durata e le condizioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione;
- le norme inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas e dell'energia elettrica;
- la riforma in corso del servizio idrico integrato;
- la regolazione dei servizi pubblici locali a rilevanza economica;
- l'evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92;
- le previsioni in materia di condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela gas.

In merito alle tematiche di cui sopra, si rimanda a quanto al riguardo indicato nella sezione relativa all'“Evoluzione normativa” della presente Relazione, per le diverse filiere. Peraltro, per quanto attiene in particolare alle previsioni in materia di condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela gas, ad integrazione di quanto ivi indicato si segnala che AzA Energia S.p.A. ha impugnato la Delibera 447/2013/R/gas dinanzi al TAR in considerazione dell'eccessiva aleatorietà del meccanismo. Inoltre, si è tuttora in attesa dell'evoluzione del contenzioso in merito alla Delibera ARG/gas 89/10, con la quale l'AEEGSI aveva modificato il metodo di aggiornamento del prezzo della fornitura gas per il servizio di tutela applicando un coefficiente riduttivo “k” alla componente indicizzata della quota energetica QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento): nel mese di marzo, il TAR si era espresso nel merito con una sentenza favorevole alle ricorrenti, sentenza poi appellata dinanzi al Consiglio di Stato dall'Autorità.

Rischi operativi

Rischio di interruzioni di *business*

In tutte le filiere di attività del Gruppo vengono gestiti siti produttivi tecnologicamente ed operativamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, ecc.) il cui malfunzionamento o danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare perdite economiche ed eventuali danni di immagine dovuti all'interruzione dei servizi erogati.

Tali rischi sono legati a diversi fattori che, per alcune tipologie di impianti, potrebbero essere influenzati dalle evoluzioni del contesto competitivo e dei mercati di riferimento. Per quanto i rischi di indisponibilità degli impianti siano da ritenersi intrinseci al *business* e non del tutto eliminabili, il Gruppo pone in essere su tutte le filiere strategie di mitigazione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento e strategie di azione finalizzate ad attenuarne gli eventuali impatti.

La salvaguardia degli impianti del Gruppo prevede l'adozione e il continuo aggiornamento, in linea con le *best practice* di settore, di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva, volta a identificare ed impedire potenziali criticità, anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato. Prevede, inoltre, la revisione periodica degli impianti e delle reti, nonché l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico. È ampiamente diffuso l'utilizzo di strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici per il monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie oltre che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi. Il processo di integrazione fra i nuclei ingegneristici specializzati presenti nel Gruppo A2A e i tecnici provenienti da Edipower S.p.A. ha portato ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi diagnostiche e di *performance* degli impianti.

È inoltre prevista la progressiva adozione, in tutti gli impianti del Gruppo, di *software* e sensori avanzati per il calcolo del rendimento effettivo degli impianti, volti a permettere un approccio ulteriormente predittivo, rispetto al passato, per la programmazione ed esecuzione delle manutenzioni. La graduale adozione dei presidi sopra elencati è anche prevista nei casi di acquisizione di nuovi siti produttivi per favorirne l'allineamento agli standard di Gruppo.

Nel corso del 2013 è proseguito il percorso di miglioramento, avviato negli esercizi precedenti, finalizzato a mitigare il rischio di interruzione dei servizi. Tale processo è stato caratterizzato da investimenti che hanno riguardato gli assets del Gruppo attraverso interventi mirati sugli impianti e sulle reti. Al fine di gestire proattivamente fonti di rischio potenziali il Gruppo individua ed effettua investimenti volti al continuo aumento dell'affidabilità (manutenzione preventiva) dei propri impianti, con particolare riferimento alla prevenzione di situazioni di interruzione dei servizi che possono produrre potenziali danni di immagine piuttosto che allo sviluppo delle interconnessioni tra reti di trasmissione per evitare rischi di congestione e consentire livelli di affidabilità soddisfacenti anche in situazioni di elevata richiesta di carico.

In un'ottica di prevenzione di potenziali eventi di guasto si ricorda ad esempio come siano state estese a tutti i gruppi turbogas, inclusi i gruppi provenienti da Edipower S.p.A., le modifiche impiantistiche effettuate su un impianto del Gruppo a seguito di un episodio di temporanea indisponibilità causato da un difetto di progettazione.

Grazie all'approccio di *pooling* sui ricambi critici, al monitoraggio ed eventuale reintegro delle scorte di ricambi a magazzino degli impianti ed al costante aggiornamento della documentazione procedurale a supporto dell'operatività, il processo per la gestione in sicurezza degli impianti termoelettrici risulta nel complesso ben presidiato. A tal proposito è in corso, in un'ottica di continuo miglioramento, un progetto di creazione di un magazzino ricambi "virtuale", che consentirà, attraverso un adeguato sistema informativo, la mappatura del numero e dell'ubicazione dei ricambi disponibili per tutte le centrali del Gruppo e di uniformazione dei contratti di manutenzione per tutti gli impianti.

A presidio dei rischi derivanti dalle attuali modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici, legate all'andamento del mercato dell'energia, è inoltre in corso un processo di revisione ed aggiornamento complessivo dei contratti di manutenzione per tutta la flotta di macchine turbogas del Gruppo.

Con riferimento alla Filiera Ambiente sono in essere specifiche attività e sono installati strumenti di monitoraggio a prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento e smaltimento dei rifiuti. In particolare, sono posti in essere controlli specifici per individuare la presenza di sostanze non idonee all'interno dei rifiuti destinati alla termovalorizzazione.

A mitigazione di possibili ripercussioni sull'immagine del Gruppo, dovute alla temporanea impossibilità di conferimento dei rifiuti, è prevista inoltre la possibilità di mutuo soccorso tra gli impianti del Gruppo ed il coordinamento centralizzato delle fermate programmate per manutenzione. Sono inoltre in corso di valutazione interventi mirati a garantire la continuità del servizio di teleriscaldamento per le situazioni di temporanea interruzione di conferimento di calore alla rete da parte dei termovalorizzatori che garantiscono una quota significativa del calore necessario.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione, sono presenti presidi operativi di telecontrollo avanzati, strumenti tecnici di sicurezza e *contingency plan* in caso di eventi naturali particolarmente critici quali, ad esempio, eventi sismici o climatici. Il Gruppo è attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “*smart grid*”, ovvero una rete “intelligente” con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta, riducendo il rischio di interruzioni. In particolare è in atto un progetto che permetterà il miglioramento della gestione remota (telecontrollo) attraverso l'aumento dell'efficacia dei sistemi di comunicazione. Un progetto più ampio riguarderà lo sviluppo di sistemi di telecomunicazione in grado di gestire gli scambi informativi tra produttore e consumatore di energia elettrica, anche per consentire alla rete maggiore capacità di gestire la crescente presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti. Sono inoltre allo studio interventi di potenziamento degli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento che risultano maggiormente sfruttati.

Infine, per coprire i rischi residui il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Le condizioni contrattuali che caratterizzano tali polizze assicurative sono attualmente oggetto di revisione in coerenza alle modalità di funzionamento degli impianti ed alle condizioni del mercato dell'energia.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di eventi che possono provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo (ad esempio, per smaltimento di residui di produzione, emissioni a seguito dei processi produttivi, gestione delle attività di raccolta e smaltimento rifiuti) sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte degli Organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente.

Il Gruppo è fortemente impegnato nella prevenzione di tali rischi ed ha adottato un documento di indirizzo sulla “Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza del Gruppo A2A”, aggiornato nel corso del 2013, che si configura come lo strumento attraverso il quale viene delineato l'approccio a queste tematiche. Tale documento, ampiamente diffuso all'interno e all'esterno del Gruppo, esplicita i valori che sono alla base dell'operatività aziendale e che la Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore. La Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza supporta altresì il vertice aziendale nella definizione delle politiche in materia, verificando la loro corretta attuazione e il rispetto delle normative applicabili in tutte le realtà e nei processi interni.

Nel corso del 2013 è proseguita l'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D. Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali. È tuttora in corso l'attuazione dello stesso presso le singole società del Gruppo. È stato inoltre effettuato un riassetto, sia organizzativo che procedurale, della Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza, che costituisce la prima fase di un percorso di revisione ed aggiornamento delle modalità di gestione delle tematiche di rischio in oggetto e che coinvolgerà la totalità dei dipendenti e dei processi aziendali.

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto attraverso le strutture della Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza di sito, che forniscono il necessario supporto a dipendenti, funzionari e *management* nella gestione del sistema HSE (*Health Safety Environment*).

L'implementazione operativa della politica adottata avviene attraverso il ricorso ad un Sistema di Gestione Ambientale fatto proprio dalle entità operative del Gruppo che sono maggiormente esposte a possibili impatti diretti o indiretti. Questo sistema prevede un programma di progressiva estensione e adeguamento agli standard di certificazione ISO 14001 per le principali attività del Gruppo, nonché il conseguimento della certificazione EMAS sui principali impianti. Allo scopo di giungere ad un unico modello è in corso un'attività di revisione ed aggiornamento che permetterà a tutte le società operative del Gruppo di riferirsi ad un unico sistema di gestione integrato di Qualità, Ambiente e Sicurezza.

Nell'ottica di continuo miglioramento del presidio e di allineamento alle *best practice* di riferimento il Gruppo partecipa, tramite le associazioni di settore di riferimento, ai tavoli di

lavoro per la definizione dei BREF (*Best Available Techniques Reference Document*) per gli LCP (*Large Combustion Plants*) e per il *waste management*.

Per monitorare e prevenire eventuali comportamenti non conformi alle procedure ambientali stabilite per le società operative del Gruppo sono stati istituiti presidi organizzativi che svolgono, tra le altre attività, analisi ambientali in affiancamento agli *audit* periodici. Nell'ottica di una continua evoluzione dei sistemi a presidio del rischio ambientale il Gruppo ha dato la propria adesione al Progetto ARPA Lombardia, finalizzato a migliorare l'efficienza del sistema di controllo delle emissioni più significative, anche alla luce dell'evoluzione tecnica del settore, attraverso il collegamento di tutti gli SME (Sistemi di Monitoraggio Emissioni) ad un unico centro di controllo.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale che graduale ovvero sia per eventi originati da un fatto improvviso ed imprevedibile, sia in caso di danno ambientale connaturato con l'esercizio continuativo delle attività.

Annualmente il Gruppo A2A pubblica il proprio Bilancio di Sostenibilità in cui sono riportate informazioni e dati salienti in merito agli aspetti ambientali e sociali connessi all'attività del Gruppo stesso. Il Bilancio di Sostenibilità è conforme allo *standard* GRI-G3.1 definito dalla *Global Reporting Initiative* e dal 2010 è asseverato dalla società di revisione.

Rischi di *information technology*

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza o il mancato 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 potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Funzione *Information & Communication Technology*.

Nel corso del 2013 è proseguito all'interno del Gruppo il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi, definito sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti negli esercizi precedenti, che ha portato nel corso dell'ultimo esercizio al raggiungimento di alcune importanti *milestone*. In seguito all'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi a supporto della distribuzione completata nel 2012, è stato in buona parte completato il programma di convergenza dei principali sistemi a supporto delle attività commerciali, che prosegue nell'ottica di complessiva integrazione di tutte le società del Gruppo.

Prosegue inoltre il processo di aggiornamento della principale piattaforma gestionale, volto ad aumentarne ulteriormente il grado di affidabilità e integrazione. Lo sviluppo ed efficien-

tamento del complesso di sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la definizione di un piano strategico architetturale dedicato.

Per mitigare i potenziali rischi di interruzione delle attività di *business* sui processi ritenuti strategici A2A si è dotata di infrastrutture tecnologiche ridondate, in grado di garantire la continuità del servizio in caso di possibili guasti o eventi non previsti. Il Gruppo dispone di un sistema di *Disaster Recovery* che assicura la continuità del servizio e dei dati su un CED (Centro Elaborazione Dati) alternativo la cui efficienza è soggetta a verifiche periodiche. A miglioramento del presidio il Gruppo ha completato il mutuo *recovery* dei CED aziendali tra Milano e Brescia.

In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione è prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato. Tali sistemi sono ridonati e sottoposti a specifiche procedure di gestione e manutenzione, finalizzate a proteggerne la stabilità. Il Gruppo dispone inoltre di uno specifico presidio, attivo 24 ore su 24, a supporto delle attività di *trading*.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, sia attraverso politiche interne che attraverso strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni amministrative. Per migliorare ulteriormente il presidio in essere è stata avviata un'attività di verifica dell'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi. In linea con questa attività sono previsti, in progressiva adozione, strumenti di *Identity Management* e *Access Control*, volti a garantire un sempre più efficace presidio del trattamento di informazioni critiche per il *business*. È stato istituito un *Team* dedicato alla prevenzione e al monitoraggio degli attacchi informatici ai sistemi aziendali e sono state acquisite specifiche soluzioni applicative per la gestione e il controllo della sicurezza informatica.

A presidio di tale specifica problematica di rischio il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessment* interni piuttosto che esterni. È infine prevista la definizione e la successiva implementazione di un piano organico di sicurezza ICT e la predisposizione di specifiche *policy* relative all'utilizzo dei dispositivi mobili ad oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*.

Rischio salute e sicurezza

Il Gruppo 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 del Gruppo, 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.

Attraverso la Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza (che prevede un programma di adeguamento al Sistema di Gestione della Sicurezza dei lavoratori a norma ISO 14001 e OHSAS 18001) le misure di prevenzione adottate mirano ad un obiettivo di “rischio zero”, promuovendo una costante crescita dei livelli di sicurezza nell'ambiente di lavoro.

Al fine di armonizzare gli obiettivi di sicurezza e protezione all'interno delle società del Gruppo e di monitorare il rispetto di tali norme anche da parte delle ditte appaltatrici, sia in fase di prequalifica che in fase di esecuzione dei lavori sui cantieri, è stata costituita una struttura centrale del Servizio di Prevenzione e Protezione nell'ambito della Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza.

È previsto il progressivo potenziamento del presidio organizzativo che, tra le altre attività, svolge ispezioni specifiche volte a monitorare il rispetto delle procedure di attuazione delle normative in materia, nonché attività di aggiornamento formativo del personale. A questo proposito sono stati definiti piani di formazione specifici per ogni ruolo e incarico aziendale ed è stata avviata l'erogazione di tali corsi di formazione.

Nel corso del 2013 è stato avviato un progetto di revisione dell'attuale modello organizzativo che sarà basato sulla definizione di linee guida, metodologie, strumenti e controlli forniti dalla Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza e coadiuvati dal supporto di specifiche funzioni Ambiente, Salute e Sicurezza interne ad ogni società e dal coinvolgimento attivo delle strutture operative.

È infine in programma, nell'ottica di miglioramento continuo del presidio, un processo di revisione dell'attuale modello di gestione della sorveglianza sanitaria dei dipendenti svolto attraverso l'ausilio di un'*equipe* di Medici Competenti dislocati territorialmente che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale. Si prevede nell'ambito di tale processo di revisione di sviluppare specifici strumenti di analisi e *reporting* relativi alle risultanze delle attività di sorveglianza sanitaria.

A supporto del processo di miglioramento continuo della sicurezza è stato avviato un progetto di affinamento del Sistema di analisi e controllo su incidenti e infortuni. Tale progetto prevede la predisposizione di una reportistica periodica che, attraverso indicatori specifici ed informazioni sempre più dettagliate, fornisca un supporto nell'individuazione delle cause e delle azioni correttive e di mitigazione di incidenti ed eventi infortunistici.

Maggiori informazioni sulla gestione della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro sono disponibili, con indicatori di *performance* e ulteriori dettagli, nell'annuale Bilancio di Sostenibilità del Gruppo A2A.





0.7

**Gestione
responsabile
per la sostenibilità**

Risorse umane e relazioni industriali

Al 31 dicembre 2013 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 12.392, di cui 2.447 appartenenti al Gruppo EPCG, in riduzione di 171 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (pari all'1,3%).

Tale dinamica incorpora gli effetti di alcune operazioni straordinarie effettuate nel corso dell'esercizio, in particolare:

- a seguito della scissione non proporzionale del ramo d'azienda avente ad oggetto i due impianti di generazione elettrica di Turbigo e di Tusciano da parte di Edipower S.p.A. a favore di Iren Energia S.p.A., da 1° novembre 2013 i 133 dipendenti operanti negli impianti suddetti sono usciti dal perimetro del Gruppo A2A;
- nel corso del 2013 Amsa S.p.A. ha ottenuto l'affidamento dei servizi ambientali di Rho, San Donato e Buccinasco acquisendo complessivamente 110 dipendenti, mentre Aprica S.p.A. ha ottenuto l'affidamento della gestione dei servizi ambientali di Como acquisendo 102 dipendenti.

Pertanto, al netto di tali effetti, l'organico è diminuito di 250 addetti, pari al 2,0% dell'organico al 31 dicembre 2012.

Le principali attività svolte nel corso dell'esercizio 2013 sono di seguito illustrate.

È stato sottoscritto un Accordo Quadro che prevede l'utilizzo degli istituti della Cassa Integrazione Guadagni Ordinaria (CIGO) e della Mobilità. Per quanto concerne la CIGO, utilizzata su alcuni impianti termoelettrici, si prevede di farne ricorso - con rotazione fra i lavoratori - nel periodo aprile 2013 - aprile 2015. È previsto un intervento economico ad integrazione del reddito.

Con riferimento alla mobilità, a seguito dell'integrazione della società Edipower S.p.A. nel Gruppo A2A, 130 risorse pensionabili delle aree di "staff" lasceranno le società entro il 31 dicembre 2014. In una prima fase applicativa era prevista la "non opposizione" alla collocazione in mobilità. In aggiunta all'indennità di mobilità prevista per Legge, è prevista un'integrazione al reddito per i lavoratori che saranno collocati in mobilità.

Nello stesso Accordo si prevede, inoltre, di attivare un tavolo di confronto negoziale per l'armonizzazione degli istituti economici e normativi vigenti nell'ambito delle singole società del Gruppo, ivi compresa Edipower S.p.A..

Si è concluso il confronto sindacale sugli istituti contrattuali applicati nel Gruppo A2A Ambiente (ex Gruppo Ecodeco), attraverso la sottoscrizione di un accordo sulla razionalizzazione di alcuni trattamenti normativi ed economici relativi al C.C.N.L. dell'Industria Chimica e Farmaceutica.

Specifici accordi sono stati sottoscritti per l'implementazione di un sistema di registrazione telefonica per la società A2A Trading S.r.l. (sede Milano), e per A2A Reti Elettriche S.p.A., in quest'ultimo caso in applicazione della Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica per il Gas ed Sistema Idrico ARG/elt 198/11, allegato A, art. 14.3.

Si è proseguito nell'opera di potenziamento dei sistemi di videosorveglianza a tutela del patrimonio aziendale e delle apparecchiature tecnologiche attraverso la sottoscrizione di specifici verbali di accordo, ai sensi dell'art. 4 della Legge 20 maggio 1970 n. 300, validi per le sedi di A2A Reti Elettriche S.p.A. e A2A Reti Gas S.p.A. site in Milano.

Si è conclusa la procedura sindacale ex art. 47 della Legge n. 428/1990 che ha portato alla costituzione di A2A Ambiente S.p.A., la più grande ed importante realtà italiana del settore di trattamento e smaltimento dei rifiuti.

Relativamente al progetto di riorganizzazione dell' "area reti" è stato sottoscritto un Accordo Quadro valido per le società A2A Reti Gas S.p.A., A2A Reti Elettriche S.p.A. e A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A.. L'accordo prevede l'uscita complessiva di 150 risorse, pensionabili, che lasceranno le società nel periodo 2013-2017 attraverso distinte procedure di mobilità. Anche in questo caso è prevista una prima fase di "non opposizione" alla collocazione in mobilità. Per i lavoratori interessati dalla procedura di mobilità è previsto un pacchetto economico volto ad integrare quanto normativamente previsto.

Parti qualificanti dell'Accordo sono il riconoscimento della crescita professionale attraverso specifici corsi formativi, la valorizzazione dei giovani attraverso la progressiva stabilizzazione dei contratti diversi da quelli a tempo indeterminato, la possibilità di poter considerare il ricorso all'*insourcing* di specifiche attività nonché, per professionalità mirate, la possibilità di gestire un *turn-over* mirato.

Dopo un lungo ed articolato confronto con le OO.SS. Nazionali e Territoriali è stato raggiunto l'accordo sul ricorso al Contratto di Solidarietà sul cd. "Polo Tecnologico" della società A2A S.p.A. sito a Mestre (Ve).

È stato raggiunto l'accordo con le OO.SS. territoriali di Milano sull'integrazione della società Edipower S.p.A. nel Gruppo A2A. Contestualmente è stata esperita la procedura ex art. 47 Legge 428/90 relativa a tre rami d'azienda degli "Staff Centrali" di Edipower S.p.A. trasferiti, con efficacia dal 1° gennaio 2014, alle cessionarie A2A S.p.A. e A2A Trading S.r.l..

È stato sottoscritto con le Rappresentanze Sindacali Unitarie delle società dell'area "Energia" uno specifico accordo sulla formazione, nella comune opinione che addestramen-

to e formazione rivestono un ruolo di primaria importanza per favorire il continuo sviluppo e l'innovazione dell'azienda.

L'intesa prevede che, con tempistiche prestabilite, le Parti effettuino incontri informativi sulla tematica della formazione e dell'addestramento tecnico, ove si analizzeranno a consuntivo i corsi formativi realizzati, si illustreranno le logiche degli interventi formativi futuri e verranno acquisiti i pareri e le indicazioni dei rappresentanti dei lavoratori.

È stata esperita la procedura ex art. 47 Legge n. 428/1990, relativa alla fusione per incorporazione della società Partenope Ambiente S.p.A. in A2A Ambiente S.p.A., nell'ottica di completamento del riassetto delle società dell'ambiente.

Sono stati sottoscritti, in tema di Premio di Risultato, specifici accordi che hanno prorogato di un anno le intese sindacali scadute nel 2012, con l'obiettivo di rinegoziare i nuovi accordi, su tutte le filiere di *business*, alla luce degli obiettivi aziendali per il triennio 2014-2016.

È stata raggiunta con le Organizzazioni Sindacali una significativa intesa che ha permesso il ricorso al Contratto di Solidarietà difensivo ai sensi della Legge 863/198 e s.m.i. per la Centrale di Brindisi. Tale iniziativa, in attesa di ottenere le prescritte autorizzazioni per il rilancio competitivo del sito, consentirà da un lato di conservare il patrimonio di competenza e professionalità rappresentato dal personale dell'Unità produttiva nella prospettiva di un suo utilizzo futuro, dall'altro lato di evitare un carico economico insopportabile per l'azienda durante il periodo di totale inattività della centrale.

Prosegue il confronto con le OO.SS. Nazionali sul Protocollo delle Relazioni Industriali del Gruppo A2A e sui processi di armonizzazione dei trattamenti esistenti nelle diverse realtà del Gruppo.

Dal mese di gennaio 2013, nell'ambito del Personale *Corporate* e Sviluppo Risorse, è attivo un *team* di politiche sociali con lo scopo di progettare e sviluppare le attività di *welfare* a favore dei dipendenti del Gruppo A2A.

Dall'ottobre al dicembre 2013, Politiche Sociali, in collaborazione con Fondazione Sodalitas e con il patrocinio del Comune di Milano, ha promosso l'adesione del Gruppo alla campagna "Volontari per un Giorno", pubblicizzandola al proprio interno, indicando le modalità di partecipazione sulla intranet aziendale e sui volantini affissi alle bacheche.

I dipendenti del Gruppo hanno potuto dedicare una giornata di volontariato utilizzando il proprio tempo libero, scegliendo tre le oltre 150 organizzazioni di volontariato sul territorio di Milano e Provincia.

Da settembre 2013, presso l'Asilo Nido di Brescia, è stata attivata una sezione sperimentale di Scuola di Infanzia, dedicata ai bambini dai 3 ai 6 anni, prioritariamente figli di dipendenti

del Gruppo A2A, con lo scopo di garantire alle famiglie continuità dell'esperienza educativa iniziata con il Nido.

Al 31 dicembre 2013 i figli dei dipendenti del Gruppo A2A iscritti alla struttura erano in totale 19 di cui 3 iscritti alla Scuola d'Infanzia.

Per quanto attiene alle attività formative a favore dei dipendenti del Gruppo ⁽¹⁾, al 31 dicembre 2013 sono state erogate nel complesso circa 220.000 ore di formazione con 42.000 partecipazioni. In particolare, circa 137.000 ore sono state dedicate alla sicurezza dei lavoratori, circa 35.000 ai temi tecnici e circa 9.000 ore ai temi ambientali. Si evidenzia che i dati hanno subito un notevole incremento dovuto all'ingresso di Edipower S.p.A. nel Gruppo A2A (nel complesso sono state realizzate attività formative per un totale di circa 96.000 ore con circa 14.500 partecipazioni).

La formazione manageriale è stata avviata nel 2013 sulla base del palinsesto 2012, erogando circa 9.200 ore. Il 21% di queste ore è stato realizzato nei mesi di ottobre e novembre 2013, nell'ambito di un percorso di formazione manageriale rivolto a tutti i Dirigenti con l'obiettivo di supportare il *Management*, impegnato nel raggiungimento di sfidanti obiettivi aziendali, nel trovare un equilibrio tra «efficienza e sviluppo», per costruire una visione comune, coinvolgendo 120 risorse, per un totale di 1.920 ore.

(1) I dati della formazione non includono il Gruppo EPCG

Responsabilità sociale e relazioni con gli *stakeholder*

Nel modello di *business* del Gruppo A2A la sostenibilità si pone come elemento strategico per il perseguimento di uno sviluppo equilibrato dal punto di vista economico, sociale e ambientale.

Nel 2013 il Gruppo A2A ha pubblicato la quinta edizione del Bilancio di Sostenibilità. Fin dalla sua nascita, nel gennaio 2008, il Gruppo A2A ha adottato questo strumento per comunicare e consolidare tutti i risultati e gli obiettivi raggiunti e prefissati nei tre ambiti oggetto della sostenibilità: la responsabilità economica, ambientale e sociale.

L'informazione in questi anni è cresciuta per completezza e qualità e ha portato il Bilancio di Sostenibilità 2012, dopo un percorso di graduale avvicinamento, a raggiungere il massimo livello di applicazione (A+) dello *standard* internazionale *Global Reporting Initiative*.

Qualità confermata anche dagli *stakeholder* del Gruppo che, attraverso un questionario *on line*, hanno giudicato più che sufficiente il documento in termini di chiarezza e utilità (con un punteggio rispettivamente di 6,7 e 7,8 su una scala da 1 a 10).

Nel 2013 A2A ha avviato un processo per redigere la propria mappa di temi “materiali” in ambito economico, ambientale e sociale, ovvero quei temi che sono rilevanti sia per il Gruppo sia per i propri *stakeholder*. Ciò consentirà ad A2A di focalizzare le proprie strategie e la propria rendicontazione su questi temi. Il risultato di questo processo è una matrice che sarà pubblicata sul prossimo Bilancio di Sostenibilità del Gruppo.

Nell'ambito della *Corporate Social Responsibility*, di seguito una sintesi dei principali fatti del 2013:

- estesa la raccolta differenziata dell'umido a Milano nell'area nord est (entro giugno 2014 la raccolta sarà estesa anche nell'ultima zona): nei primi dieci mesi del 2013 sono state raccolte oltre 56.700 tonnellate di umido nel Comune di Milano, a fronte delle 32.000 tonnellate nello stesso periodo dello scorso anno, con un incremento del 76%. La frazione organica, in peso, è la più rilevante tra quelle oggetto di raccolta, rappresentando oltre il 10% del totale dei rifiuti. L'introduzione progressiva dell'umido presso le utenze

domestiche traina la raccolta differenziata che, nella zona sud di Milano, dove l'umido viene già raccolto, è poco al di sotto del 50%;

- AMSA S.p.A. e CONAI, Consorzio Nazionale Imballaggi, con il contributo del Comune di Milano hanno lanciato a dicembre 2013 la campagna di comunicazione “Milano è il mio futuro” per sensibilizzare le comunità straniere residenti in città ai temi della raccolta differenziata e del riciclo. Tutti i materiali sono prodotti in nove lingue oltre che in italiano: Arabo, Cinese, Cingalese, Francese, Inglese, Romeno, Spagnolo, Tagalog e Ucraino;
- raccolta differenziata a Bergamo: da giugno 2013 la raccolta degli imballaggi in plastica e quella dei rifiuti organici sono state estese al centro cittadino, con il coinvolgimento di 12.000 utenze. Questo consentirà di dare una spinta significativa alla raccolta differenziata (oggi al 57%) verso il 65% previsto dalle normative;
- avviato anche per l'anno scolastico 2013/2014 il Progetto Scuola di A2A, finalizzato a favorire tra i più giovani una maggiore consapevolezza ambientale con le visite agli impianti del Gruppo; gli impianti visitabili hanno raggiunto quota 35 con l'integrazione delle Centrali Edipower S.p.A. nel progetto e nel sistema di prenotazione *on-line* sul sito www.a2a.eu;
- sviluppo teleriscaldamento a Milano e Bergamo: a Bergamo si prevede, nell'arco di cinque anni, di raddoppiare la rete di teleriscaldamento dagli attuali 40 a 80 km. Uno sviluppo reso possibile anche grazie al termovalorizzatore di via Goltara, oggetto di un intervento di efficientamento energetico (attraverso una modifica della turbina) che ha fortemente incrementato il recupero di energia termica. A Milano sono stati avviati i lavori per collegare il termovalorizzatore Silla 2 all'impianto di Famagosta, che comporterà uno sviluppo della rete di ulteriori 6,5 km;
- A2A selezionata per le “buone prassi aziendali”: A2A è stata premiata per la sezione “Le buone prassi crescono – Grandi imprese” da Unioncamere Lombardia per l'impegno in progetti legati alla sostenibilità ambientale, qualità del lavoro e relazione con il personale e in iniziative a favore della comunità e del territorio;
- *Customer satisfaction* AMSA: condotta a marzo 2013 su un campione di 1000 residenti nella città di Milano. Nel complesso il livello di soddisfazione media è risultato pari a 7,57 (su una scala da 1 a 10). La raccolta dei rifiuti urbani è il servizio che ha ottenuto il gradimento più alto;
- *Customer satisfaction* A2A Ciclo Idrico: condotta tra maggio e giugno 2013, la ricerca ha riguardato tutte le attività svolte dalla società, dai canali di contatto ai servizi tecnici. Nel complesso il livello di soddisfazione è stato di 8 (su una scala da 1 a 10) da parte dei clienti privati e di 7,95 da parte delle Amministrazioni Pubbliche;
- Carta della qualità dei servizi AMSA: illustra i servizi forniti alla città, sulla base del Contratto di Servizio stipulato con il Comune di Milano; il documento è stato condiviso e realizzato con 17 associazioni dei consumatori ed è rivolto ai cittadini/utenti di Milano.

Nel documento sono dettagliati gli standard di qualità dei servizi, le modalità di ascolto dei cittadini e gli strumenti a disposizione per la tutela degli utenti;

- grazie alla collaborazione dei cittadini, degli esercenti e delle attività economiche presenti sul territorio di Milano e degli altri comuni della provincia serviti dall'azienda, AMSA ha ottenuto da CiAl – Consorzio Nazionale per il Recupero e il Riciclo degli imballaggi in Alluminio – il “Premio Resa” per i risultati conseguiti nel 2012 nella raccolta differenziata del prezioso metallo;
- A2A ha partecipato alla campagna “Volontari per un giorno” con l’obiettivo di valorizzare l’esperienza del volontariato; fino a dicembre 2013 i dipendenti del Gruppo hanno avuto l’opportunità di dedicare una giornata al volontariato;
- AMSA, in *partnership* con il Centro di Coordinamento RAEE, ha contribuito alla realizzazione dell’esposizione permanente “Da cosa nasce cosa. Il ciclo di vita dei prodotti” all’interno del Museo della Scienza e della Tecnologia “Leonardo da Vinci” di Milano;
- lanciata da A2A Energia S.p.A. la app “Programma Vantaggi Chiaraza” che consente di accedere da smartphone e tablet ad innumerevoli sconti, offerte speciali, eventi;
- firmato a marzo 2013 il Protocollo di Autoregolazione tra A2A Energia S.p.A. e le Associazioni Consumatori, per prevenire le pratiche commerciali scorrette e tutelare i clienti. È stato inoltre costituito un comitato, composto da tre componenti indicati dalle Associazioni dei Consumatori e altrettanti nominati da A2A Energia S.p.A. (più un membro supplente), che ha il compito di vigilare sul rispetto delle regole previste dal Protocollo di Autoregolazione e di verificare la correttezza delle procedure commerciali messe in atto dalla società;
- Aprica e Comune di Bergamo avviano la raccolta in via sperimentale dei RAEE (rifiuti elettrici ed elettronici di piccole dimensioni) nelle scuole della città;
- l’applicazione PULlamo che aiuta tutti i cittadini a conoscere le modalità per il corretto conferimento dei rifiuti e a mantenere pulita la città, sviluppata da A2A, è uno dei tre progetti all’avanguardia che hanno ottenuto il premio *Smart City* assegnato allo SMAU di Milano al termine del convegno sulle *Smart Communities* come motore di sviluppo del territorio delle imprese;
- ASPEM e Legambiente hanno lanciato la seconda edizione dell’Ecopremio, la sezione nata all’interno di Cortisonici Ragazzi dedicata al miglior corto sui temi della raccolta differenziata, della riduzione dei rifiuti e del riuso;
- A2A ha partecipato in qualità di associata ad Assolombarda al progetto “Milano *Smart City*”, una iniziativa che ha avuto come obiettivo la raccolta dei progetti elaborati o in fase di sviluppo dalle aziende associate legati alle tematiche tipiche delle *Smart City*: ICT, mobilità, *e-government*, efficienza energetica, sostenibilità ambientale ecc.. A2A ha partecipato con i progetti: *Ecoflow*, *e-moving*, *Integris*, *Isole Digitali*, *Smart Domo Grid* e *Work Force Management* e *Distribution Management System*;

- nel 2013 il termovalorizzatore di Acerra ha lavorato al 100% della sua capacità produttiva, confermando gli elevati standard di efficienza raggiunti e fornendo un fondamentale contributo al ciclo dei rifiuti in Campania. Per il terzo anno consecutivo, infatti, sono state oltre 600 mila le tonnellate di rifiuti trattate dall'impianto, che hanno permesso di generare e immettere in rete 592 milioni di kilowattora di energia elettrica, pari al fabbisogno annuo di oltre 200 mila famiglie. Rispetto ai limiti di legge imposti al termovalorizzatore di Acerra per il suo funzionamento, nel corso del 2013 l'impianto ha garantito valori di emissione mediamente inferiori del 90% di polveri, del 70% di ossido di carbonio, del 40% di ossidi di azoto, del 90% di ossidi di zolfo e del 99,6% di diossine e furani. Grazie al funzionamento dell'impianto – gestito da A2A Ambiente S.p.A. – è stato possibile evitare l'emissione in atmosfera di circa 146 mila tonnellate di CO₂, il consumo di 111 mila tonnellate equivalenti di petrolio e il ricorso ad altri combustibili fossili: petrolio, idrocarburi, gas o carbone;
- il 18 ottobre 2013, il termoutilizzatore di Brescia ha raggiunto e superato la quota di 10 milioni di tonnellate di rifiuti conferiti. Ogni anno l'impianto, che in media produce elettricità pari al fabbisogno di circa 200 mila famiglie e calore pari al fabbisogno di oltre 60 mila appartamenti, permette il risparmio di 150 mila tonnellate equivalenti di petrolio e di evitare l'emissione in atmosfera di 400 mila tonnellate di anidride carbonica;
- A2A ha presentato richiesta di modifica della Autorizzazione Integrata Ambientale per installare nella centrale di Monfalcone un DeNO_x, un sistema di reattori catalitici capaci di abbattere in maniera sensibile le emissioni degli Ossidi di Azoto (NO_x) nei fumi. L'intervento riguarderà i due gruppi a carbone e porterà le emissioni di NO_x ben al di sotto dei nuovi limiti emissivi previsti per il 2016 dall'Unione Europea (200 milligrammi al metro cubo contro i 500 milligrammi dei limiti attuali), con una riduzione superiore al 60%.

Responsabilità ambientale

Il Sistema di Gestione Ambientale si fonda sui principi esplicitati nella Politica Ambientale di Gruppo e nelle Politiche ambientali di settore ed è finalizzato alla promozione del progressivo e continuo miglioramento delle *performance* aziendali, in termini di efficacia e di efficienza nella gestione degli aspetti ambientali connessi alle proprie attività. Tale Sistema è adottato ed implementato in maniera integrata al più ampio Sistema di Gestione Aziendale, che governa anche le altre tematiche strategiche per la sostenibilità, tra cui quelle relative alla Qualità e alla Sicurezza.

La corretta applicazione del Sistema di Gestione Ambientale si attua attraverso la messa in opera di diverse tipologie di interventi, quali l'individuazione chiara di principi, ruoli e responsabilità; l'individuazione delle attività nella gestione delle quali è opportuno adottare particolari cautele; l'identificazione delle aree nelle quali è possibile intervenire per perseguire miglioramenti dal punto di vista organizzativo o strutturale; la definizione delle strategie d'azione e delle modalità di lavoro e di controllo operativo.

Al fine di verificare l'efficienza e l'efficacia dei Sistemi di Gestione e la loro capacità di assicurare il rispetto dei principi adottati ed il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, vengono programmati ed effettuati periodici *audit* interni. L'adeguatezza dei Sistemi è confermata attraverso gli *audit* effettuati da parte di soggetti terzi indipendenti ed è attestata dall'ottenimento delle Certificazioni ISO 14001 e dalla Registrazione EMAS da parte delle principali realtà aziendali.

Il Sistema di Gestione Ambientale del Gruppo A2A rispetta tutti i requisiti UNI EN ISO 14001 ed è ufficialmente riconosciuto e adottato all'interno del Gruppo con la diffusione percentuale di seguito indicata.

Impianti:

- 100% della potenza idroelettrica installata;
- 100% della potenza termoelettrica installata;
- 83% della potenza termica e 87% della potenza elettrica del parco cogenerativo da fonti fossili/rinnovabili;
- 100% della capacità di trattamento rifiuti dei termovalorizzatori;
- 87% della capacità di trattamento degli altri impianti del ciclo integrato dei rifiuti.

Reti:

- 100% rete distribuzione gas area Milano;
- 100% reti distribuzione elettrica;
- 100% ciclo idrico integrato del Comune di Brescia (compreso il depuratore di Verziano);
- 100% rete di teleriscaldamento area Milano e Brescia;
- 100% illuminazione pubblica, semafori.

Servizi:

- 100% dei servizi ambientali;
- 71% della capacità di trattamento delle acque reflue.

Nel primo semestre del 2013 è stato completato positivamente l'*audit* di fase 2 della partecipata di A2A Ambiente S.p.A., Bellisolina S.r.l., ottenendone la certificazione.

Inoltre, in occasione della verifica che si è tenuta nell'aprile 2013 presso AMSA S.p.A., è stata confermata l'applicazione del sistema di gestione ambientale a tutte le attività/processi della società, con l'estensione dello scopo riportato sul certificato ambientale (sono state certificate tutte le attività svolte presenti nello statuto di AMSA S.p.A.).

Nella seconda parte dell'anno 2013 l'attività è stata focalizzata sulla costituzione di A2A Ambiente S.p.A. nata dalla fusione per incorporazione di un ramo d'azienda di AMSA S.p.A. e Aprica S.p.A. in Ecodeco S.r.l., quest'ultima ha poi cambiato ragione sociale in A2A Ambiente S.p.A.. In questo contesto è attivata l'integrazione dei sistemi di gestione ambientale implementati nelle precedenti realtà societarie.

Al 31 dicembre 2013 18 impianti del Gruppo A2A sono già in possesso della Registrazione EMAS, mentre per altri 5 l'iter di registrazione è tuttora in corso.

Con la creazione di AzA Ambiente S.p.A., il 1° luglio 2013, è stata richiesta al Comitato Ecolabel ed Ecoaudit la voltura delle RegISTRAZIONI EMAS riferite agli impianti confluiti in AzA Ambiente S.p.A.. Per il sito di via Codignole a Brescia sono state predisposte due Dichiarazioni Ambientali, una per la quota parte dell'area che è rimasta in capo ad Aprica S.p.A. ed una per quella ceduta ad AzA Ambiente S.p.A..

Successivamente all'estensione dell'applicazione del D.Lgs. 231/01 ai reati ambientali, è stata intrapresa dalla capogruppo un'attività di riesame e revisione del Sistema di Gestione Ambientale per allinearlo alle nuove esigenze. Parallelamente, nelle singole realtà operative è stata avviata una revisione delle modalità di gestione interna delle attività collegate al rischio di commissione di questa tipologia di reati, che è tuttora in corso. Il Sistema di Gestione Ambientale allineato con il Modello 231 è quindi in fase di avanzato consolidamento in più realtà del Gruppo.

Innovazione sviluppo e ricerca

Il Gruppo A2A svolge attività di ricerca e innovazione coerentemente con i programmi di sviluppo delle proprie filiere di *business*.

Tra tutte l'area Reti è impegnata a fronte degli stimoli derivanti dalla spinta evolutiva di innovazione tecnologica e di contenuto del servizio che si è consolidata nella locuzione *Smartgrid* e sue derivazioni/evoluzioni (*smartip*, *smartcity*, *smartcommunity*, dove l'aggettivo *smart*, che identifica l'innovazione tecnologica digitale, è strumento abilitante una maggior "intelligenza" nel prodotto-servizio per adeguarlo alle richieste del Regolatore e renderlo meglio rispondente alle attese di un cliente che utilizza quotidianamente servizi *web* e IT).

Nello specifico nel 2013 si è concluso il Progetto *INTEGRIS*, cofinanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Settimo Programma Quadro, che ha visto A2A Reti Elettriche S.p.A. partecipare attivamente alla definizione dei requisiti e alla realizzazione sulla propria rete di una dimostrazione di utilizzo reale. È stata progettata e realizzata una infrastruttura ICT a supporto delle *Smartgrid* che, tra l'altro, prevede l'utilizzo di più vettori di comunicazione innovativi (*Power Line Carrier* a larga banda, *WiFi*, Fibra Ottica, ecc.) per superare limiti e costi delle attuali tecnologie (GSM). Il progetto si è concluso con successo nel 2013.

È in corso il Progetto *Smart Domo Grid*, cofinanziato dal Ministero dello sviluppo economico che vede A2A Reti Elettriche S.p.A. capofila insieme al Politecnico di Milano (dipartimento di Energia) e Whirlpool come *partner*. Ha come obiettivo il "disegno", la realizzazione e la messa in opera di una soluzione *smartgrid* con funzionalità *demand/response*, ovvero "far interagire in modo intelligente la rete elettrica del Distributore con dispositivi EMS (*Energy Management Systems*) di controllo degli impianti domestici (elettrodomestici intelligenti, impianti di micro-generazione, auto elettriche, ecc.) e dispositivi distribuiti di accumulo energia finalizzati al miglioramento della qualità del servizio e della tensione". È in corso di installazione un pilota in un quartiere di Brescia che interessa una ventina di famiglie.

Una ulteriore iniziativa è il Progetto europeo *ECCOFLOW*, cofinanziato dalla Commissione Europea, che consiste nella progettazione, installazione e sperimentazione in campo, di dispositivi limitatori della corrente di corto-circuito a superconduttore (SFCL) per applicazioni in reti di distribuzione in media tensione. L'obiettivo è valutare l'efficacia e quindi le potenzialità applicative di questa nuova classe di dispositivi di potenza, il cui utilizzo favorisce lo sviluppo della generazione distribuita e consente il miglioramento della qualità della tensione.

Sono in atto i Progetti per la Delibera AEEGSI ARG/elt 39/10 avendo A2A Reti Elettriche S.p.A. ottenuto l'approvazione da parte dell'AEEGSI per la realizzazione di due progetti pilota: il primo concerne una cabina primaria di Milano (Lambrate), l'altro una cabina primaria di Brescia (Gavardo), con differenti caratteristiche di rete sottesa, entrambi hanno l'obiettivo di superare le attuali limitazioni della protezione di interfaccia dei generatori connessi alla rete MT, di introdurre funzionalità innovative di regolazione della tensione e, potenzialmente, di effettuare un dispacciamento locale comunicando a Terna solo dati di sintesi della produzione immessa sulla rete MT. Ciò a favore dello sviluppo della generazione distribuita e quindi dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Sono in fase di sviluppo i Progetti WFM e DMS finalizzati al miglioramento dei processi di gestione operativa della rete attraverso soluzioni informatiche che integrano la gestione degli assets fisici con il sistema cartografico, utilizzando anche tecnologie GPS per la localizzazione degli impianti e delle squadre operative disponibili sul territorio, dotate di dispositivi mobili per una più efficace ed efficiente gestione degli interventi, e il sistema di supervisione e telecontrollo della rete elettrica, punto centrale del governo delle *smartgrid*.

È stato avviato il Progetto IDE4L (*Ideal Grid for All*), cofinanziato dalla UE nell'ambito del programma di ricerca e innovazione FP7, che si ripropone di sviluppare e dimostrare un sistema completo di automazione per la gestione della rete attiva completa di generazione distribuita (DER), sia in termini di gestione in tempo reale (RT) sia di pianificazione a medio-lungo termine. Il progetto si concentra sulle funzionalità rilevanti per la pianificazione e gestione operativa delle reti quali ad esempio:

- la ricerca e l'isolamento automatico di tratti guasti per una migliore qualità del servizio;
- la gestione delle congestioni di rete e l'indirizzo ottimale per gli investimenti prioritari;
- l'integrazione delle generazioni distribuite da fonti rinnovabili e la loro gestione operativa ottimale.

Nel corso del 2013 sono stati inoltre predisposte nuove idee progettuali sottoposte alla valutazione degli enti che hanno emesso dei bandi per cofinanziarli. Tra questi ricordiamo in particolare il progetto *Smartliving* (bando MIUR) che ha ottenuto il primo posto in graduatoria di valutazione ed è in attesa di finalizzazione del finanziamento e il progetto S.C.U.O.L.A. (bando Regione Lombardia) di cui si attende la graduatoria. Entrambi nel campo delle *smartcity* e *smartgrid* propongono la progettazione e la realizzazione, in con-

testi articolati per composizione di profili di consumo e generazione rinnovabile, di soluzioni innovative di efficienza energetica, di coinvolgimento degli utenti e di governo dei servizi, estendendosi il primo dei due progetti anche ad ambiti di sicurezza degli operatori e supporto dei soggetti deboli. In entrambi i progetti A2A si propone come capofila nell'ambito di partenariati che vedono la partecipazione di grandi, piccole e medie imprese, università ed enti di ricerca.

Prosegue inoltre la sperimentazione nel campo della Mobilità Elettrica sia attraverso il progetto *e-moving* che ha consentito l'installazione di colonnine di ricarica pubblica in Milano e Brescia, sia con il supporto alla realizzazione delle Isole digitali all'interno della città di Milano a favore di una mobilità elettrica anche di tipo *car-sharing*. Il progetto richiede una evoluzione del mercato delle batterie e dei veicoli che favorisca la diffusione dei mezzi e l'utilizzo delle infrastrutture.

Sono proseguiti gli studi relativi alle possibili trasformazioni dei materiali di scarto degli impianti di termovalorizzazione con particolare riferimento alle ceneri pesanti e leggere. In tali ambiti proseguono le collaborazioni con l'Università di Brescia nell'ambito del progetto COSMOS ed è in fase di programmazione l'iniziativa di trasformazione delle ceneri leggere da rifiuti pericolosi in prodotti in collaborazione con Mapintec.

Anche nel settore dei servizi calore e teleriscaldamento sono in programma sperimentazioni di nuove soluzioni tecniche destinate a completare l'offerta con un servizio di tele raffrescamento per il periodo estivo, sperimentazioni che saranno attuate a partire dal 2014.

In conclusione tutti i settori di *business* sono attenti e impegnati a ricercare nuove soluzioni sia per l'ottimizzazione dei processi sia per il miglioramento della qualità dei servizi e l'ampliamento dell'offerta. Tale impegno si concretizza in progetti, che beneficiano in alcuni casi di co-finanziamenti, che scaturiscono anche dal continuo sviluppo ed estensione della relazione con enti di ricerca (RSE, ENEA,...) e università e dalla partecipazione ad iniziative e convegni finalizzati a raccogliere esigenze e nuove idee per cogliere le opportunità.



0.8

Altre informazioni



Altre informazioni

Revisione del bilancio e informativa ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob

Il bilancio d'esercizio di AzA S.p.A. è stato sottoposto a revisione contabile completa, da parte della società PricewaterhouseCoopers S.p.A. sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2007 al 2015.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l'attività di revisione nell'ambito del Gruppo nel corso del 2013, suddivisi tra il revisore principale PwC e gli altri revisori.

Descrizione - Migliaia di euro	Revisore principale PwC	Altri revisori
AzA S.p.A.		
Revisione del bilancio d'esercizio	178,8	
Revisione del bilancio consolidato	41,3	
Verifiche periodiche della contabilità	21,3	
Revisione limitata della relazione semestrale	60,4	
Revisione dei conti annuali separati per AEEGSI	19,1	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	–	
Totale	320,9	–
Società controllate		
Revisione del bilancio d'esercizio	895,8	
Revisione del bilancio consolidato	–	
Verifiche periodiche della contabilità	238,3	
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento, di cui:		
- a fine esercizio (revisione completa)	125,7	
- al 30 giugno (revisione limitata)	252,3	
Revisione dei conti annuali separati per AEEGSI	126,7	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	–	
Totale	1.638,8	–
Società collegate e Joint Ventures ⁽¹⁾		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	47,0	
Totale	47,0	–
TOTALE GRUPPO AzA	2.006,7	–

(1) Onorari sostenuti direttamente da AzA S.p.A..

Nel corso dell'esercizio 2013 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al *network* PwC, altre attività per l'ammontare complessivo di 335 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2013 A2A S.p.A. possiede n. 26.917.609 azioni proprie, pari allo 0,859% del capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2013 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

Il valore nominale unitario di tali azioni è pari a 0,52 euro.

Codice in materia di dati personali

Il 10 febbraio 2012 è entrato in vigore il Decreto Legge n. 5 del 9 febbraio 2012 (Gazzetta Ufficiale n. 33 del 9 febbraio 2012 - Suppl. Ordinario n. 27) che, all'art. 45 "Semplificazioni in materia di dati personali", ha abrogato l'obbligo della tenuta del Documento Programmatico sulla Sicurezza.

Sedi secondarie

Si fa presente che la società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

Si segnala che il dettaglio dei rapporti con le parti correlate, come richiesto dall'art. 2428 del codice civile, è riportato alla nota n. 39 del bilancio consolidato e alla nota n. 36 del bilancio separato.

Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007)

Art. 2.6.2 del Regolamento di Borsa Italiana in ordine alle condizioni di cui agli articoli 36 e 39 del Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007).

In applicazione di quanto previsto dall'articolo 39 del Regolamento Mercati emanato da Consob con riferimento alle "Condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti, società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" di cui all'art. 36 del citato Regolamento, A2A S.p.A. ha provveduto ad allinearsi, per quanto concerne la controllata EPCG, alle previsioni indicate in merito all'adeguatezza dei sistemi ammini-

strativo-contabili, con riguardo alle dimensioni dell'attività in oggetto, e al flusso informativo verso la direzione e il revisore centrale, funzionale all'attività di controllo dei conti consolidati della Capogruppo.

Si precisa infine che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate acquisizioni di società con sede in Stati non appartenenti all'Unione Europea che, autonomamente considerate, rivestano significativa rilevanza ai fini della normativa in esame.

* * *

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013" parte integrante della documentazione di bilancio.

In ottemperanza alle previsioni del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010, il Consiglio di Gestione, con delibera in data 11 novembre 2010, ha approvato, previo parere favorevole del Comitato per il Controllo Interno, la prescritta Procedura al fine di individuare le regole e i presidi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La predetta Procedura, rinvenibile sul sito internet www.a2a.eu, è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.