



2016
Resoconto intermedio di gestione
30 settembre 2016

Indice

3	Organi sociali
	Dati di sintesi del Gruppo A2A
6	<i>Business Units</i>
7	Aree geografiche di attività
8	Struttura del Gruppo
9	Principali indicatori finanziari al 30 settembre 2016
12	Azionariato
13	A2A S.p.A. in Borsa
15	Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)
	Risultati consolidati e andamento della gestione
22	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
32	Eventi di rilievo del periodo
46	Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2016
48	Evoluzione prevedibile della gestione
	Prospetti contabili consolidati
50	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
52	Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016
54	Conto economico consolidato
55	Conto economico complessivo consolidato
56	Dettaglio effetto consolidamento nuove acquisizioni 2016
58	Rendiconto finanziario consolidato
60	Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato
	Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione
64	Informazioni di carattere generale
65	Il Resoconto intermedio di gestione
67	Schemi di bilancio
68	Criteri di redazione
69	Variazioni di principi contabili internazionali
75	Area di consolidamento
76	Criteri e procedure di consolidamento
85	Stagionalità dell'attività
86	Sintesi dei risultati per settore di attività
90	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

118	Indebitamento finanziario netto
119	Note illustrative alle voci di Conto economico
130	Risultato per azione
131	Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
132	Garanzie ed impegni con terzi
133	Altre informazioni

Allegati alle Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione

156	1. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato
160	2. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
162	3. Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A

166	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>
179	<i>Business Unit</i> Commerciale
185	<i>Business Unit</i> Ambiente
194	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
207	<i>Business Unit</i> Estero

Scenario e mercato

210	Quadro macroeconomico
214	Andamento del mercato energetico

Risultati per settore di attività

218	Risultati per settore di attività
220	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>
224	<i>Business Unit</i> Commerciale
226	<i>Business Unit</i> Ambiente
229	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
233	<i>Business Unit</i> Estero
236	Altri Servizi e <i>Corporate</i>

Rischi e incertezze

238	Rischi e incertezze
-----	---------------------

Dichiarazione del Dirigente preposto

256	Dichiarazione del Dirigente preposto
-----	--------------------------------------

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Giovanni Valotti
VICE PRESIDENTE
Giovanni Comboni
AMMINISTRATORE DELEGATO
Luca Camerano
CONSIGLIERI
Antonio Bonomo
Giambattista Brivio
Maria Elena Cappello
Michaela Castelli
Elisabetta Ceretti
Luigi De Paoli
Fausto Di Mezza
Stefano Pareglio
Secondina Giulia Ravera

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Giacinto Gaetano Sarubbi
SINDACI EFFETTIVI
Cristina Casadio
Norberto Rosini
SINDACI SUPPLEMENTI
Onofrio Contu
Paolo Prandi

Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

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 “*Business Units*” precisate nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal *management*:

Business Units del Gruppo A2A

Generazione e Trading	Commerciale	Ambiente	Reti e Calore	Estero	Altri Servizi e Corporate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	Vendita Energia Elettrica e Gas	Raccolta e spazzamento	Reti elettriche	Generazione e commerciale energia elettrica	Altri servizi
Energy Management		Trattamento	Reti gas	Reti elettriche	Servizi corporate
		Smaltimento e recupero energetico	Ciclo idrico integrato		
			Illuminazione pubblica e altri servizi		
			Servizi di Teleriscaldamento		
			Servizi di gestione calore		

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

Aree geografiche di attività



aggiornata al 30/09/2016

- Impianti idroelettrici
- Impianti termoelettrici
- Impianti di cogenerazione
- Impianti di trattamento rifiuti
- Partnership tecnologiche

Struttura del Gruppo

A2A S.p.A.

100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	41,75%	100,00%	51,00%
Edipower	A2A Trading	A2A Energia	A2A Ambiente	A2A Ciclo Idrico	Unareti	EPCG	A2A Smart City	Linea Group Holding
100,00%	70,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		23,94%	96,17%
A2A Energiefuture	A2A Alfa	Aspem Energia	Amsa	A2A Calore & Servizi	Unareti Servizi Metrici		ACSM-AGAM	Linea Com
100,00%	50,00%	33,33%	100,00%	90,00%	91,60%			
A2A gencogas	PremiumGas	LumEnergia	Aprica	Aspem	Retragas			
50,00%		50,00%	100,00%	60,00%	89,00%			
Ergosud		Metamer	Linea Ambiente ⁽¹⁾	Proaris	Camuna Energia			
100,00%		100,00%	100,00%	100,00%	49,15%			
Linea Energia ⁽¹⁾		Linea Più ⁽¹⁾	Linea Gestioni ⁽¹⁾	Linea Reti e Impianti ⁽¹⁾	ASVT			
39,49%			51,00%	90,85%				
Rudnik Uglja ad Pljevlja			MF Waste ⁽¹⁾	LD Reti ⁽¹⁾				
			80,00%	100,00%				
			Lomellina Energia	S.T.E.A.M. ⁽²⁾				

Business Units

- Generazione e Trading
- Commerciale
- Ambiente
- Reti e Calore
- Estero
- Altre Società

(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A..

(2) Partecipazione detenuta tramite Linea Più S.p.A..

Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A. Si rinvia agli allegati 1, 2 e 3 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari
al 30 settembre 2016 (**)

Ricavi _____	3.482 milioni di euro
Margine operativo lordo _____	872 milioni di euro
Risultato del periodo _____	323 milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015
Ricavi	3.482	3.638	1.159	1.171
Costi operativi	(2.146)	(2.361)	(748)	(770)
Costi per il personale	(464)	(463)	(153)	(149)
Margine operativo lordo	872	814	258	252
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(348)	(360)	(114)	(112)
Risultato operativo netto	524	454	144	140
Risultato da transazioni non ricorrenti	52	(1)	-	-
Gestione finanziaria	(92)	(107)	(33)	(33)
Risultato al lordo delle imposte	484	346	111	107
Oneri per imposte sui redditi	(145)	(97)	(39)	(20)
Risultato netto da attività operative cessate	1	-	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(17)	(12)	(4)	(2)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	323	237	68	85
Margine operativo lordo/Ricavi	25,0%	22,4%	22,3%	21,5%

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

Dati patrimoniali	30 09 2016	31 12 2015
Milioni di euro		
Capitale investito netto	6.610	6.156
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.368	3.259
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.242)	(2.897)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,96	0,89
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA Rolling 12 mesi	2,74	2,75

Dati finanziari	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015
Milioni di euro		
Flussi finanziari netti da attività operativa	506	536
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(318)	(207)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	188	329

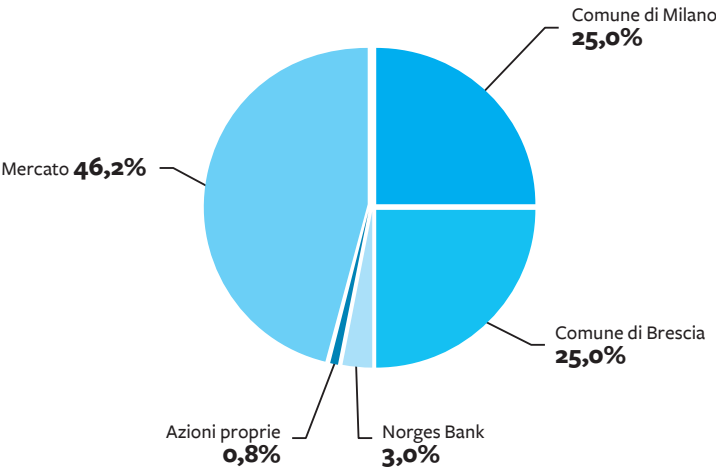
Indicatori significativi	30 09 2016	30 09 2015
Media Euribor a sei mesi	(0,148%)	0,075%
Prezzo medio del Brent (USD/bbl)	43,0	56,7
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	38,3	52,1
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	42,3	57,1
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	45,9	52,5
Prezzo medio del gas al PSV (*) (Euro/MWh)	14,6	22,9
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	5,3	7,5

(*) Prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano
(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo	30 09 2016	30 09 2015
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	6.096	6.629
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	6.142	5.680
EE venduta in Borsa (GWh)	8.948	8.636
EE venduta mercato interno ed estero (GWh) - EPCG	2.323	2.497
Gas venduto a clienti grossisti (Mmc)	325	332
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	803	734
Calore venduto (GWht)	1.452	1.434
EE distribuita (GWh)	8.278	8.463
EE distribuita (GWh) - EPCG	1.616	1.637
Gas distribuito (Mmc)	1.210	1.198
Acqua distribuita (Mmc)	47	46
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.939	1.934

Dettaglio produzioni	30 09 2016	30 09 2015
Produzione termoelettrica (GWh)	5.753	6.128
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	801	1.033
Produzione idroelettrica (GWh)	3.518	3.570
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	1.327	1.130
Produzione calore (GWht)	1.488	1.488
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	117	150

Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le Quote superiori al 3% (aggiornamento al 30 settembre 2016).

Dati societari di A2A S.p.A.	30 09 2016	31 12 2015
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)	23.721.421	26.917.609

A2A S.p.A. in Borsa

Capitalizzazione al 30 settembre 2016 (milioni di euro)	3.938	
Capitale sociale al 30 settembre 2016 (azioni)	3.132.905.277	
	Primi nove mesi 2016	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di euro)	3.678	3.740
Volumi medi giornalieri (azioni)	11.789.385	12.627.474
Prezzo medio (euro per azione)	1,17	1,19
Prezzo massimo (euro per azione)	1,29	1,35
Prezzo minimo (euro per azione)	0,96	0,96

Fonte: Bloomberg

13

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

Il 22 giugno 2016 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,041 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
MSCI Europe Small Cap
WisdomTree Utilities
S&P Developed Ex-US

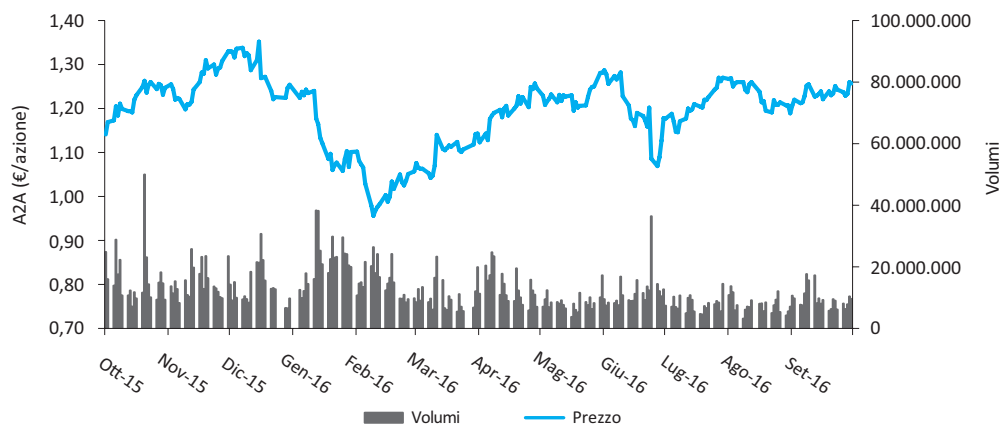
Indici etici

Axia Sustainable Index
ECPI Ethical Index EMU
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
FTSE ECPI Italia SRI Benchmark
Solactive Climate Change Index
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

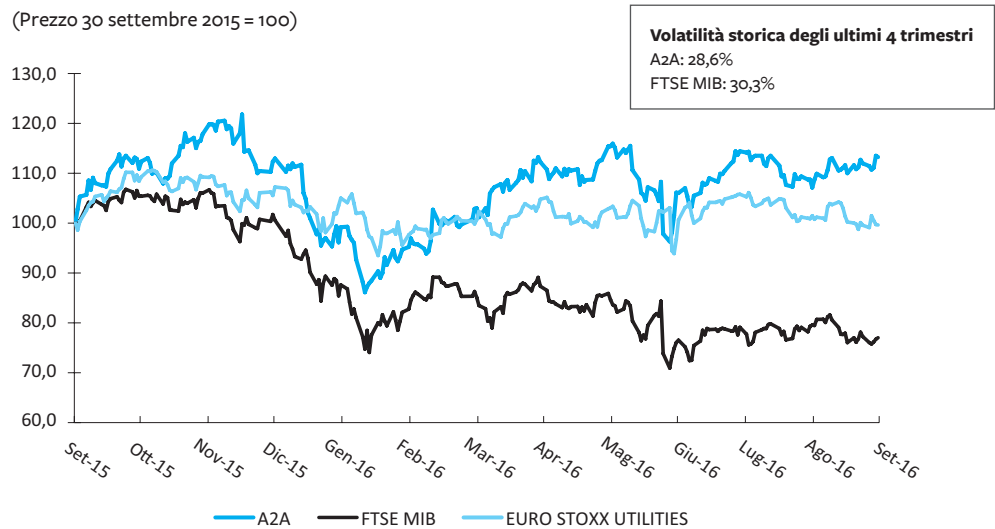
A2A è inoltre inclusa nell'*Ethibel Excellence Investment Register* e nell'*Ethibel Pioneer Investment Register*.

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 settembre 2015 = 100)



Volatilità storica degli ultimi 4 trimestri
A2A: 28,6%
FTSE MIB: 30,3%

Fonte: Bloomberg

Rating

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

Fonti: agenzie di rating.

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Nel presente Resoconto intermedio di gestione sono stati utilizzati alcuni indicatori alternativi di *performance* (AIP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Questi indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo A2A al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei *business* in cui opera nonché sulla situazione finanziaria, utili per migliorare la capacità complessiva di valutare la *performance* finanziaria e patrimoniale.

Nel fascicolo del Resoconto tali indicatori sono esposti nella sezione “Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A”. Per il Conto economico i valori comparativi fanno riferimento al 30 settembre 2015, mentre per la Situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015.

Con riferimento agli indicatori alternativi, in data 3 dicembre 2015 la CONSOB ha emesso la Comunicazione N. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di indicatori alternativi di *performance* nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 3 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Queste Linee Guida – che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di *performance* (CESR/05 – 178b) – hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

In conformità con le Linee Guida, le descrizioni, i contenuti e le basi di calcolo utilizzate per la costruzione degli indicatori alternativi di *performance* adottati del Gruppo sono di seguito descritte.

Margine operative lordo

Il **Margine operativo lordo** è un indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come la somma del “Risultato operativo netto” più gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”.

Questo AIP è utilizzato da A2A quale obiettivo finanziario nell’ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta un utile strumento per la valutazione della *performance* operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola *Business Unit*), anche mediante la comparazione tra i risultati operativi del periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Risultato da transazioni non ricorrenti

Il **Risultato da transazioni non ricorrenti** è un indicatore alternativo di *performance* finalizzato a riflettere le plus/minusvalenze derivanti dalla valutazione al *fair value* (al netto dei relativi oneri di vendita) o dalla cessione delle Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come destinate alla vendita in conformità con l’IFRS 5, i risultati derivanti dalla cessione di partecipazioni in società controllate non consolidate e collegate e altri oneri/proventi non operativi.

Nel fascicolo del Resoconto tale indicatore è posizionato tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene inquinato da operazioni aventi natura non ricorrente, consentendo una migliore misurazione dell’andamento della normale gestione operativa del Gruppo A2A.

Questo AIP è utilizzato da A2A quale misura per la valutazione delle *performance* di Gruppo associate alle attività e passività non correnti (o gruppi in dismissione) destinate alla vendita, nell’ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori).

Capitale immobilizzato netto

Il **Capitale immobilizzato netto** è determinato come somma algebrica di:

- immobilizzazioni materiali;
- immobilizzazioni immateriali;

- partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto e altre attività finanziarie non correnti;
- altre attività e passività non correnti;
- attività per imposte anticipate e passività per imposte differite;
- fondi rischi, oneri e passività per discariche;
- benefici a dipendenti.

Questo AIP è utilizzato da A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta una utile misurazione delle attività immobilizzate nette del Gruppo nel suo complesso, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Capitale di funzionamento

Il **Capitale di funzionamento** è determinato come somma algebrica di:

- rimanenze;
- crediti commerciali e altre attività correnti;
- debiti commerciali e altre passività correnti;
- attività per imposte correnti/debiti per imposte.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori); rappresenta una utile misurazione della capacità di generare flussi di cassa dalla gestione operativa entro un arco di dodici mesi, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Capitale investito/Capitale investito netto

Il **Capitale investito/Capitale investito netto** è calcolato come la somma del Capitale immobilizzato netto, del Capitale di funzionamento e delle Attività/Passività destinate alla vendita.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori); rappresenta una utile misurazione ai fini della valutazione delle attività nette complessive, sia correnti che immobilizzate.

Fonti di copertura

Le **Fonti di copertura** sono calcolate sommando il “Patrimonio Netto” e la “Posizione finanziaria netta”.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta le diverse fonti attraverso cui il Gruppo A2A si finanzia ed il grado di autonomia che il Gruppo A2A possiede nel confronto con le fonti di finanziamento esterne. Tale indicatore consente inoltre di misurare la solidità finanziaria del Gruppo A2A.

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

La **Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto** è un indicatore della struttura finanziaria, calcolato come somma della posizione finanziaria netta oltre l'esercizio successivo e la posizione finanziaria netta entro l'esercizio successivo. Nello specifico, la posizione finanziaria netta totale oltre l'esercizio successivo si ottiene dalla somma algebrica di:

- Totale Indebitamento a medio e lungo termine: la posta include la quota non corrente delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del *Leasing* finanziario e le Altre passività non correnti;
- Totale Crediti finanziari a medio e lungo termine: la voce include le Attività finanziarie non correnti (comprese quelle con parti correlate) e le Altre attività non correnti.

La posizione finanziaria netta entro l'esercizio successivo si ricava dalla somma algebrica di:

- Totale Indebitamento a breve termine: la voce comprende la quota con scadenza entro dodici mesi delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del *Leasing* finanziario, le Passività finanziarie correnti verso parti correlate e le Altre passività correnti;
- Totale Crediti finanziari a breve termine: questa posta comprende le Altre attività finanziarie correnti (comprese quelle verso parti correlate) e le Altre attività correnti;
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) ed è utile ai fini della misurazione dell'indebitamento finanziario del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

La posizione finanziaria netta del Gruppo A2A è calcolata ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 ed in conformità con la Raccomandazione ESMA/2013/319.

Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

Gli **Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** sono desumibili dalle informazioni riportate nelle Note illustrative della Situazione patrimoniale-finanziaria.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e costituisce una utile misurazione delle risorse impiegate nel mantenimento e nello sviluppo degli investimenti del Gruppo A2A (nel suo complesso e al livello di singola *Business Unit*), anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Questo consente ad A2A di condurre analisi sugli andamenti degli investimenti e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Gli investitori non dovrebbero fare eccessivo affidamento su questi AIP e non dovrebbero considerare tutti gli AIP come: (i) un'alternativa all'utile operativo o all'utile netto così come calcolati in conformità agli IFRS; (ii) una valutazione della capacità del Gruppo di rispondere alle esigenze di cassa alternativa a quella desumibile dal *cash flow* da attività operativa, di investimento o da attività di finanziamento (così come determinati in accordo con gli IFRS); oppure (iii) un'alternativa a qualsiasi altro indicatore di *performance* previsto dagli IFRS.

Questi indicatori alternativi di *performance* derivano dalla informativa finanziaria storica del Gruppo A2A e non hanno lo scopo di fornire indicazioni relative a future *performance* finanziarie, posizioni finanziarie o *cash flow* del Gruppo stesso. Inoltre questi AIP sono stati calcolati in maniera omogenea in tutti i periodi.

Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 30 settembre 2016, confrontati con il corrispondente periodo del precedente esercizio.

Si segnala che i dati riportati includono il contributo derivante dal consolidamento del Gruppo LGH a partire dal 1° agosto 2016. I due periodi di confronto non sono pertanto omogenei.

Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni
Ricavi	3.482	3.638	(156)
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	3.315	3.515	(200)
- Altri ricavi operativi	167	123	44
Costi operativi	(2.146)	(2.361)	215
Costi per il personale	(464)	(463)	(1)
Margine operativo lordo	872	814	58
Ammortamenti e svalutazioni	(308)	(297)	(11)
Accantonamenti	(40)	(63)	23
Risultato operativo netto	524	454	70
Risultato da transazioni non ricorrenti	52	(1)	53
Oneri netti di gestione finanziaria	(96)	(110)	14
Quota di risultato di società consolidate ad equity	4	3	1
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	484	346	138
Oneri per imposte sui redditi	(145)	(97)	(48)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	339	249	90
Risultato netto da attività operative cessate	1	-	1
Risultato di pertinenza di terzi	(17)	(12)	(5)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	323	237	86

Nei primi nove mesi del 2016, i “**Ricavi**” del Gruppo A2A, sono risultati pari a 3.482 milioni di euro, in riduzione di 156 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (-4,2%). Al netto del contributo di LGH (pari a circa 62 milioni di euro), il decremento dei ricavi è prevalentemente riconducibile alla riduzione dei ricavi di vendita di energia elettrica sui mercati all’ingrosso.

Sulla flessione dei ricavi di Gruppo ha pesato inoltre, nonostante l’incremento dei volumi venduti, il calo dei prezzi di vendita sia gas che elettricità registrato nel mercato *retail*.

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 872 milioni di euro, in crescita di 58 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015.

La tabella che segue ne evidenzia la composizione per *Business Unit*:

Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	273	291	(18)	(6,2%)
Commerciale	100	78	22	28,2%
Ambiente	174	161	13	8,1%
Reti e Calore	293	253	40	15,8%
Estero	48	43	5	11,6%
Altri Servizi e <i>Corporate</i>	(16)	(12)	(4)	n.a.
Totale	872	814	58	7,1%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 273 milioni di euro, in riduzione di 18 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi dell’anno precedente.

Nel confronto con lo stesso periodo del 2015, il risultato del 2016 beneficia di maggiori partite non ricorrenti per circa 13 milioni di euro e del contributo derivante dal consolidamento per i mesi di agosto e settembre 2016 della *Business Unit* Generazione e *Trading* del Gruppo LGH (circa 1 milione di euro), mentre risente, per circa 5 milioni di euro, dell’effetto negativo della variazione di perimetro riconducibile all’assegnazione degli impianti idroelettrici del nucleo di Udine (ad eccezione di Ampezzo e Somplago) – il cosiddetto “Ramo Cellina” – a favore di Cellina Energy S.r.l. per effetto della scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. con efficacia 1° gennaio 2016.

Al netto di tali effetti non ricorrenti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in riduzione di circa 27 milioni di euro. Il peggioramento dello scenario energetico, con tutti i principali parametri di mercato in contrazione (PUN *BaseLoad* -27%; PUN *Peak* -26%; PSV -36%) ha determinato difficili condizioni “di partenza” e un effetto comparativo negativo, rispetto ai primi nove mesi del 2015 di circa 80 milioni di euro sulla gestione degli impianti a cui si sono aggiunte, sempre per effetto scenario, le difficoltà sul segmento gas.

Hanno inoltre contribuito negativamente alla *performance* della *Business Unit*, l'uscita della centrale termoelettrica di San Filippo del Mela dal regime di essenzialità a fine maggio 2016 e, infine, il minore margine realizzato sulle attività del portafoglio di *Trading*, dovuto alla compressione degli *spread* con l'estero e al venir meno di alcune opportunità sul mercato dei certificati ambientali (quale la conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi).

Hanno invece parzialmente compensato tali dinamiche:

- l'attività di copertura sui mercati a termine effettuata a partire dal 2015 che ha consentito di neutralizzare, almeno parzialmente, prezzi e *spread* calanti;
- l'ottima *performance* sui mercati secondari realizzata sia dagli impianti a ciclo combinato che dai gruppi non più essenziali dell'impianto di San Filippo del Mela;
- le maggiori produzioni idroelettriche;
- la buona *performance* registrata sul mercato dei titoli ambientali.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Commerciale si è attestato a 100 milioni di euro, in crescita di 22 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015.

Al netto delle partite non ricorrenti che hanno caratterizzato i due periodi di confronto (7 milioni di euro nel 2016 e 6 milioni di euro nel 2015), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta in crescita di 21 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015 prevalentemente a seguito della crescita dei risultati registrata nel comparto della vendita di energia elettrica.

Tale andamento ha interessato sia il mercato libero a seguito dell'incremento dei volumi venduti e del maggior numero di punti serviti, sia il mercato della tutela per effetto soprattutto dell'aumento della quota tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione (nonostante il calo delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 174 milioni di euro, in crescita di 13 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Si segnala che il risultato dei primi 9 mesi del 2016 include l'apporto positivo pari a circa 5 milioni di euro derivante dal consolidamento del comparto ambiente di LGH a partire dal 1° agosto 2016.

Al netto delle partite non ricorrenti che hanno caratterizzato i due periodi di confronto e del contributo di LGH, il margine operativo industriale della *Business Unit* cresce di 5 milioni di euro rispetto ai primi 9 mesi del 2015.

Alla crescita dei risultati del periodo in esame hanno contribuito:

- l'incremento dei margini del segmento raccolta a seguito delle maggiori quantità raccolte (nonostante i maggiori servizi offerti nel corso dell'anno precedente per EXPO 2015), del maggior numero di abitanti serviti, dei maggiori proventi derivanti dall'attività di vendita della carta post-trattamento;

- la buona *performance* degli impianti di termovalorizzazione del Gruppo, derivante principalmente dalle maggiori vendite di calore (a seguito delle maggiori richieste del comparto teleriscaldamento), dalla riduzione dei costi di smaltimento delle scorie prodotte dai termovalorizzatori, dalla riduzione dei costi di energia elettrica per l'attivazione del Sistema Efficiente d'Utenza (SEU) presso il WTE di Bergamo, nonché dall'aumento dei prezzi di smaltimento dei rifiuti assimilabili agli urbani;
- l'avvio degli smaltimenti presso la nuova discarica di Giussago a partire dal mese di gennaio 2016.

Tale andamento è stato parzialmente compensato da un effetto prezzo negativo (seppur mitigato dalle vendite *forward* verso la *Business Unit* Generazione e *Trading*) riconducibile alla vendita di energia elettrica e calore prodotti dagli impianti *waste to energy* del Gruppo, nonché dalla riduzione delle quantità smaltite presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona (dal mese di maggio 2015) e le discariche di Montichiari e Cavaglià (esaurite rispettivamente nel mese di dicembre 2015 e nel mese di giugno 2016).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 293 milioni di euro, in crescita di 40 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015.

Tale crescita è riconducibile in prevalenza alla registrazione di partite di ricavo non ricorrenti per il ciclo idrico e relative agli anni 2007-2011, nonché all'apporto positivo pari a circa 2 milioni di euro derivante dal consolidamento del comparto reti e calore di LGH a partire dal 1° agosto 2016.

Al netto delle partite non ricorrenti positive registrate nei due periodi di confronto (rispettivamente circa 52 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 e circa 2 milioni di euro nello stesso periodo dell'anno precedente) e del contributo di LGH, il margine operativo della *Business Unit* risulta in flessione di 12 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- maggiori ricavi di competenza dell'esercizio 2016 relativi al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 3 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI e di maggiori quantità distribuite nel periodo in esame;
- minori ricavi ammessi attesi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas complessivamente per circa 17 milioni di euro riconducibili prevalentemente, nella distribuzione gas, all'aggiornamento a partire dal 2016 del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) da parte dell'AEEGSI e, nella distribuzione di energia elettrica, al cambio in generale del periodo regolatorio, oltre che all'aggiornamento del WACC sopracitato. Si sono registrati inoltre nei due comparti minori ricavi per allacciamenti e prestazioni per circa 5 milioni di euro;

- minori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 6 milioni di euro riconducibili in prevalenza alla riduzione dei prezzi unitari di vendita di calore correlati al prezzo decrescente del gas, nonché ai minori ricavi registrati nel mercato dei titoli ambientali;
- minori costi fissi dell'intera *Business Unit* Reti e Calore per circa 15 milioni di euro, derivanti in parte dal piano di efficienza operativa di Gruppo attualmente in corso ed in parte da maggiori capitalizzazioni.

I margini relativi all'attività di illuminazione pubblica risultano invece in riduzione di 1 milione di euro rispetto a quelli dei primi nove mesi dell'anno precedente.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Estero, interamente attribuibile alla controllata EPCG, è risultato pari a 48 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La minore marginalità derivante dalle minori vendite di energia elettrica al cliente Montenegro Bonus è stata più che compensata da minori costi di produzione termoelettrica, dalle maggiori quantità esportate e da minori costi operativi.

Gli “**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**” ammontano complessivamente a 348 milioni di euro (360 milioni di euro al 30 settembre 2015), di cui 6 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società acquisite nei primi nove mesi (7 milioni di euro di ammortamenti e -1 milione di euro di eccedenze), ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 304 milioni di euro (297 milioni di euro al 30 settembre 2015), svalutazioni di immobilizzazioni per 4 milioni di euro (nessun valore al 30 settembre 2015) ed accantonamenti netti per 40 milioni di euro (63 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 308 milioni di euro (297 milioni di euro al 30 settembre 2015), di cui 7 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, e registrano un incremento complessivo di 11 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono in riduzione di 9 milioni di euro principalmente a seguito dell'adeguamento del processo di ammortamento delle reti di distribuzione gas conseguente alla pubblicazione del bando di gara da parte del Comune di Milano per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione gas in ambito territoriale.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 16 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2015 e riguardano:

- maggiori ammortamenti, per 12 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 30 settembre 2015;
- maggiori ammortamenti, per 10 milioni di euro, connessi all'incremento dei cespiti correlati all'iscrizione, effettuata al termine del precedente esercizio, del fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza degli impianti;

- minori ammortamenti, per 3 milioni di euro, conseguenti le svalutazioni degli asset effettuate al 31 dicembre 2015;
- minori ammortamenti, per 8 milioni di euro, derivanti dalla scissione del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016;
- il primo consolidamento delle società di nuova acquisizione per 5 milioni di euro.

Le svalutazioni di immobilizzazioni materiali ammontano a 4 milioni di euro e si riferiscono per 3 milioni di euro a svalutazioni di immobilizzazioni in corso relative ad alcuni progetti che non saranno più realizzati inerenti il ciclo idrico integrato e per 1 milione di euro all’incremento del fondo *decommissioning* di un impianto completamente svalutato in precedenti esercizi.

Gli “Accantonamenti per rischi” sono pari a 34 milioni di euro (51 milioni di euro al 30 settembre 2015) e sono stati effettuati a fronte di contenziosi in atto, nonché a cause in corso, per 54 milioni di euro, il cui effetto risulta parzialmente compensato dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 20 milioni di euro, di cui 1 milione di euro derivante dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione. L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 6 milioni di euro (12 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” ha raggiunto i 524 milioni di euro (454 milioni di euro al 30 settembre 2015), di cui 1 milione di euro riferito al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, in aumento di 70 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” risulta positivo per 52 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 30 settembre 2015) ed è relativo all’assegnazione a Cellina Energy S.r.l. del cosiddetto “Ramo Cellina” per effetto della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. con efficacia 1° gennaio 2016.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 96 milioni di euro (110 milioni di euro al 30 settembre 2015). La riduzione rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, di circa 14 milioni di euro, è riconducibile principalmente alla variazione positiva dei *realized* dei contratti su derivati finanziari (negativa per 11 milioni di euro nel mese di settembre 2015, negativa per 6 milioni di euro nel mese di settembre 2016) ed a minori oneri finanziari netti per 6 milioni di euro, nonostante l’incremento dell’indebitamento finanziario netto dovuto al consolidamento del Gruppo LGH, derivanti dalla riduzione dell’indebitamento e agli effetti delle azioni di strategia finanziaria implementata dal Gruppo.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta positiva per 4 milioni di euro (positiva per 3 milioni di euro al 30 settembre 2015) ed è riconducibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

Gli **“Oneri per imposte sui redditi”** nel periodo in esame sono risultati pari a 145 milioni di euro (97 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Il **“Risultato netto da attività operative cessate”** risulta pari ad 1 milione di euro (nessun valore al 30 settembre 2015) ed è correlato ad attività in dismissione del Gruppo LGH.

Il **“Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo”**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 323 milioni di euro (positivo per 237 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il **“Capitale investito”** consolidato al 30 settembre 2016 ammonta a 6.610 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.368 milioni di euro, di cui 123 milioni di euro riferiti alle interessenze dei Soci terzi derivanti dalle società di nuova acquisizione, e nella Posizione Finanziaria per 3.242 milioni di euro, di cui 381 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione. Il Capitale investito comprende Attività/Passività destinate alla vendita per 2 milioni di euro.

Il **“Capitale di funzionamento”** ammonta a 360 milioni di euro in aumento di 180 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, a seguito, per 69 milioni di euro del primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, per 209 milioni di euro dell'incremento delle altre attività correnti, per 30 milioni di euro dei crediti commerciali, e per 56 milioni di euro dei debiti commerciali, parzialmente compensati dalla diminuzione, per 147 milioni di euro delle altre passività correnti, per 18 milioni di euro delle rimanenze e per 19 milioni di euro dei debiti e crediti per imposte.

Il **“Capitale immobilizzato netto”**, è pari a 6.248 milioni di euro, in aumento di 419 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione al 30 settembre è principalmente attribuibile per 571 milioni di euro agli effetti del primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, rettificata per 104 milioni di euro dalla riduzione delle immobilizzazioni materiali correlata agli ammortamenti effettuati nel periodo, per 34 milioni di euro dalla riduzione delle attività per imposte anticipate e per 23 milioni di euro dalla diminuzione dei fondi rischi e benefici.

Le **“Attività/Passività destinate alla vendita”** sono pari a 2 milioni di euro in riduzione per 145 milioni di euro a seguito dell'efficacia, a partire dal 1° gennaio 2016, della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy S.r.l..

La “**Posizione finanziaria netta**” si attesta a 3.242 milioni di euro (2.897 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Il flusso di cassa generato nel periodo è stato positivo e pari a 124 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 126 milioni di euro, investimenti del periodo per 233 milioni di euro, nonché il versamento di 38,5 milioni di euro a favore di Cellina Energy S.r.l. (a seguito della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A.). Tale generazione di cassa ha compensato parzialmente l’effetto del primo consolidamento di LGH (posizione finanziaria netta negativa per 379 milioni di euro al 31 luglio 2016) e l’esborso relativo all’operazione di acquisizione (complessivamente pari a 90 milioni di euro).

Si segnala che, al netto di tali effetti, la Posizione finanziaria netta sarebbe stata pari a 2.773 milioni di euro.

Milioni di euro	30 09 2016	31 12 2015	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.248	5.829	419
- Immobilizzazioni materiali	5.302	5.067	235
- Immobilizzazioni immateriali	1.684	1.348	336
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	88	80	8
- Altre attività/passività non correnti (*)	(83)	(66)	(17)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	283	308	(25)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(660)	(576)	(84)
- Benefici a dipendenti	(366)	(332)	(34)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(167)	(143)	
Capitale di funzionamento	360	180	180
- Rimanenze	186	184	2
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	2.124	1.652	472
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.961)	(1.684)	(277)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	11	28	(17)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(41)	(37)	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	2	147	(145)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.610	6.156	454
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.368	3.259	109
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.450	3.059	391
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(208)	(162)	(46)
Totale Posizione finanziaria netta	3.242	2.897	345
di cui con contropartita il Patrimonio netto	10	27	
TOTALE FONTI	6.610	6.156	454

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

Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(2.897)	(3.363)
Apporto primo consolidamento LGH ed altre acquisizioni	(381)	-
Scissione ramo Edipower a favore di Cellina Energy	(38)	-
Risultato netto ^(*)	288	249
Ammortamenti	304	297
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	7	3
Risultato da partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(4)	(3)
Imposte nette pagate	(93)	(14)
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	4	4
Flussi finanziari netti da attività operativa	506	536
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(212)	(206)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(111)	(2)
Cessione di immobilizzazioni e partecipazioni	4	-
Dividendi incassati da partecipazioni	1	1
Acquisizione azioni proprie	-	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(318)	(207)
Free cash flow	188	329
Dividendi pagati dalla capogruppo	(126)	(113)
Dividendi pagati dalle controllate	(5)	(5)
Cash flow da distribuzione dividendi	(131)	(118)
Variazione delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	17	14
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(3.242)	(3.138)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto.
(**) Il Risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni.

Eventi di rilievo del periodo

Edipower S.p.A.: Atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l.

In data 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. sulla base dell'atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015.

Per effetto di tale operazione è stato assegnato a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina - S.p.A., il compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro.

Questa operazione ha generato una plusvalenza per il Gruppo di 52 milioni di euro.

A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. è interamente detenuto da A2A S.p.A.. L'operazione è coerente con gli obiettivi del Piano Industriale di A2A nell'ambito della generazione termoelettrica, che prevedono semplificazione dell'azionariato, snellimento e riduzione dei costi operativi e opportunità di consolidamento.

A2A S.p.A.: deliberazioni del Consiglio di Amministrazione

In data 25 gennaio 2016 il Consiglio di Amministrazione ha valutato la sussistenza del requisito di indipendenza previsto dall'articolo 3 del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate in capo ai Consiglieri Antonio Bonomo, Giambattista Brivio, Maria Elena Cappello, Michaela Castelli, Elisabetta Ceretti, Luigi De Paoli, Stefano Pareglio e Dina Ravera ed ha preso atto della valutazione effettuata dal Collegio Sindacale in merito alla sussistenza del predetto requisito di indipendenza in capo a tutti i propri componenti. Nel corso della riunione, il Consiglio ha, inoltre, deliberato la seguente composizione per il Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Antonio Bonomo - Presidente, Giovanni Comboni e Dina Ravera.

A2A S.p.A. e Università di Brescia: accordo su innovazione e sostenibilità in campo energetico-ambientale

In data 12 febbraio 2016 A2A S.p.A. ha siglato un accordo di collaborazione con l'Università Cattolica e l'Università degli Studi di Brescia, con l'obiettivo di promuovere iniziative di divulgazione sui temi dell'innovazione e dell'eco sostenibilità e favorire lo sviluppo di una cultura diffusa riguardo all'energia e all'ambiente.

Nello specifico, la collaborazione con l'Università Cattolica di Brescia e l'Università degli Studi di Brescia *Health & Wealth* è finalizzata a realizzare un'approfondita indagine sulla popolazione dell'area bresciana per individuarne le esigenze e le aspettative in campo ambientale. In particolare, i ricercatori saranno chiamati a esplorare e documentare le *best practices* delle tecnologie e dei processi relativi alla trasformazione dei materiali di scarto e dei sistemi di gestione e trattamento dei rifiuti urbani, comparandole con le soluzioni adottate dal Gruppo A2A.

L'indagine dovrà inoltre individuare la percezione del *brand* A2A Ambiente da parte del territorio, e della qualità del suo operato sia dal punto di vista dei servizi forniti sia della qualità, efficacia, efficienza e livello di innovazione degli impianti realizzati e gestiti.

Brescia: nuovo sistema per la raccolta differenziata dei rifiuti

Con decorrenza dal mese di aprile 2016 a Brescia è operativo un nuovo sistema per la raccolta differenziata dei rifiuti, che sarà progressivamente esteso nelle diverse zone della città fino a raggiungere la copertura completa nel 2017. Si tratta di un sistema di raccolta domiciliare combinato: carta e cartone, vetro e metalli e imballaggi in plastica sono raccolti porta a porta, mentre i rifiuti organici e quelli indifferenziati vengono raccolti in cassonetti a calotta apribile con una tessera elettronica personale.

A2A S.p.A.: programma di acquisto di azioni proprie

In data 31 marzo 2016 si è concluso il programma di acquisto di azioni proprie, deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 16 febbraio 2016 in forza della delibera dell'Assemblea degli Azionisti dello scorso 11 giugno 2015.

L'operazione è avvenuta in conformità con le disposizioni dell'art. 132 del Decreto Legislativo 58/1998 e successive modifiche e dell'art. 144-bis del Regolamento Emittenti. Il numero massimo di azioni acquistabili era stato fissato in 35 milioni, pari a circa l'1% del capitale sociale di A2A S.p.A..

Al termine del programma A2A S.p.A. deteneva complessivamente 61.917.609 azioni ordinarie, pari all'1,976% del capitale sociale, di cui 26.917.609 già in portafoglio al termine dell'esercizio 2015.

Gli acquisti di azioni proprie sono avvenuti ad un prezzo unitario medio di 1,06 euro, per un controvalore complessivo pari a 37.177.740 euro.

Unareti S.p.A.: società unica per servizi a rete

Nell'ambito del percorso di integrazione tra le società controllate e in linea con l'obiettivo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo definito dal Piano industriale 2015-2019, A2A S.p.A. ha costituito Unareti S.p.A.. La società si occuperà della gestione dei servizi di distribuzione di gas e elettricità.

Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, integra le società controllate al 100% da A2A S.p.A. che operano nel settore dei servizi a rete, con il vantaggio di accorciare la catena decisionale e favorire sinergie intra-gruppo, con effetti positivi sui costi operativi e sulla capacità di investimento di A2A e del suo accesso ai mercati finanziari.

La nuova società, compresa nell'ambito delle società coordinate dalla *Business Unit* Reti e Calore del Gruppo A2A, ha più di 1.500 dipendenti e realizza un fatturato maggiore di 600 milioni di euro; la società unica delle reti effettuerà investimenti pari a circa 600 milioni di euro nel periodo 2016-2020; l'operazione consentirà inoltre una maggiore facilità di sviluppo del *business* sia in termini di gare gas sia in tema di possibili acquisizioni.

L'operazione e il nuovo *brand* Unareti rispondono a quanto previsto dalla Delibera 296/2015/R/com (art. 17.6), emanata il 22 giugno del 2015 che disponeva per i Gestori indipendenti entro il 30 giugno 2016 l'obbligo di separazione funzionale (*unbundling*), separando il marchio e le politiche di comunicazione fra le imprese di vendita e le imprese di distribuzione appartenenti allo stesso Gruppo.

L'operazione non ha comportato variazioni nel perimetro di consolidamento né impatti sui valori economici e patrimoniali del bilancio consolidato.

Gruppo A2A, Nissan e il Comune di Milano: sviluppato il piano urbano di infrastrutture pubbliche di ricarica rapida per veicoli elettrici

In data 23 marzo 2016 il Comune di Milano ha approvato il progetto avviato da Nissan in *partnership* con il Gruppo A2A per lo sviluppo della mobilità elettrica nel Comune di Milano; in

base a tale progetto Nissan metterà a disposizione un parco di oltre cento veicoli elettrici a zero emissioni che rimarrà a titolo gratuito al Comune di Milano. Le nuove stazioni di ricarica potenzieranno l'infrastruttura attuale gestita dal Gruppo A2A, che a Milano si compone di 32 colonnine di ricarica accessibili al pubblico grazie al progetto *E-moving*, che ha portato importanti sviluppi in termini di mobilità elettrica nel capoluogo lombardo.

A2A S.p.A.: deliberazioni del Consiglio di Amministrazione

In data 5 aprile 2016 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2016-2020 del Gruppo A2A. L'obiettivo principale del nuovo Piano Industriale, che non include ancora gli ulteriori benefici derivanti dal piano di aggregazioni locali in corso, è confermare il disegno strategico annunciato lo scorso anno alla luce di un peggiorato scenario energetico: trasformare A2A in una *multiutility* più moderna, *leader* nell'ambiente, nelle reti intelligenti e nei nuovi modelli dell'energia, più equilibrata e profittevole, in grado di cogliere le opportunità che si apriranno nella *Green Economy* e nelle *Smart City* e *Smart Grid*.

Il Piano Strategico 2016-2020 del Gruppo A2A conferma tutti gli obiettivi industriali già definiti nel corso del 2015 e prevede, in aggiunta, nuove iniziative finalizzate a contrastare le avverse condizioni di mercato energetico sopraggiunte nonché alcuni fattori esogeni negativi (ritardato avvio del *Capacity Market*; riduzione della remunerazione nel comparto reti; riduzione delle tariffe in Montenegro). Fra le principali nuove iniziative che hanno contribuito a compensare, almeno parzialmente, il suddetto scenario si segnalano, in particolare:

- l'individuazione di ulteriori iniziative di efficienza operativa - attraverso l'implementazione del "Progetto EN&A" - per circa 50 milioni di euro incrementali di EBITDA a regime, come effetto di maggiori risparmi (40 milioni di euro) e margini;
- il rafforzamento della crescita attraverso circa 160 milioni di euro di investimenti incrementali focalizzati soprattutto nel ciclo idrico integrato, nei sistemi di distribuzione elettrica "*smart*", nello sviluppo commerciale e nei misuratori di gas *smart* anche in Montenegro e operazioni di crescita esterna (*M&A* e iniziative di sviluppo);
- l'individuazione di ulteriori percorsi di aggregazione territoriale e *partnership* industriale in aggiunta a quelle già finalizzate nel Piano precedente.

Le principali linee di sviluppo del Piano continuano ad essere caratterizzate da tre macro aree di intervento ovvero: 1. Ristrutturazione e riduzione dell'esposizione nel comparto termoelettrico; 2. Rilancio degli investimenti nelle aree chiave dell'ambiente, delle reti e del mercato libero dell'energia; 3. Ridisegno della *mission* di A2A per cogliere le opportunità derivanti dall'evoluzione futura tecnologica ed industriale di alcuni *business* del Gruppo.

Aprica S.p.A.: acquistata la maggioranza di LA BI.CO DUE S.r.l.

Il Gruppo A2A, tramite la sua controllata Aprica S.p.A., ha sottoscritto in data 20 aprile 2016 l'atto di acquisto di una partecipazione di maggioranza pari al 64% della società LA BI.CO DUE S.r.l., con un'opzione esercitabile entro il 2020 di acquisto della rimanente quota del 36%. LA BI.CO DUE S.r.l. opera nel settore dell'igiene urbana attraverso la raccolta, il trasporto e lo smaltimento dei rifiuti, e attraverso attività di igiene ambientale in vari Comuni della Provincia di Brescia, per un bacino di circa 100.000 abitanti serviti ed un fatturato di circa 10 milioni di euro all'anno.

La società gestisce inoltre un impianto di stoccaggio, trattamento e recupero rifiuti (principalmente carta e plastica) nel Comune di Lograto. L'operazione è in linea con gli obiettivi strategici del Piano Industriale del Gruppo A2A legati alla crescita della marginalità di A2A Ambiente S.p.A., allo sviluppo delle attività di raccolta dei rifiuti nei territori serviti e di valorizzazione dei prodotti provenienti dalla raccolta differenziata.

Questa acquisizione consentirà inoltre di creare sinergie operative e logistiche per le attività di igiene urbana attualmente gestite dalle società della *Business Unit* Ambiente nei comuni dell'area bresciana, nell'ottica della tradizionale vicinanza del Gruppo A2A alle esigenze del territorio.

Indagine sulle presunte violazioni della normativa sul *Public Procurement* in EPCG

A2A S.p.A. ha acquisito la partecipazione - attualmente del 41,7% - in EPCG mediante gara internazionale svoltasi nel 2009, e in forza del cd. "EPCG Agreement" del 3 settembre 2009 ha acquisito il diritto di gestire la società, nominando l'*Executive Director* (CEO) e gli *Executive Manager*.

Nell'ambito della gestione di EPCG da parte di A2A, anche al fine di rispettare gli specifici *indicator* previsti dall'*EPCG Agreement*, a far data dal 2010, A2A S.p.A. e, a far data dal 2011, Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Elettriche S.p.A.), hanno prestato a favore di EPCG servizi miranti a migliorare l'organizzazione e le *performance* della stessa EPCG. Si tratta, principalmente, per quanto riguarda A2A S.p.A., di servizi di natura amministrativa e di supporto organizzativo erogati mediante personale di A2A che ha dedicato parzialmente del tempo dall'Italia e direttamente presso EPCG e, per quanto riguarda Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Elettriche S.p.A.), di servizi riguardanti l'implementazione di un *software* per il telecontrollo e la gestione dei contatori elettrici.

Nell'ampio novero dei servizi erogati erano inclusi anche servizi di consulenza resi a beneficio di EPCG da società specializzate, esterne al Gruppo A2A, i costi dei quali venivano prima fatturati ad A2A S.p.A. nell'ambito di una più complessa e organica attività di consulenza prestata a favore dell'intero Gruppo A2A e, successivamente, da A2A S.p.A. addebitati a EPCG per le attività eseguite a favore della stessa.

In considerazione della rilevanza sinergica dei servizi infragruppo richiesti da EPCG ad A2A, EPCG ha richiesto e ottenuto, dalla Commissione statale per il Controllo delle Procedure di *Public Procurement*, una formale esenzione – datata 6 settembre 2010 – con la quale viene sancita la non necessità per EPCG di applicare le procedure previste dalla legge sul *Public Procurement* allo scopo di acquistare servizi da A2A S.p.A., A2A Reti Elettriche e talune altre (nominativamente identificate) società controllate da A2A S.p.A..

Sotto un diverso profilo, i contratti di servizi tra EPCG e A2A S.p.A. – i quali, pur beneficiando della succitata esenzione, avrebbero necessitato dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di EPCG – non sarebbero stati esplicitamente approvati dal Consiglio di Amministrazione, che ha comunque approvato il *budget* di ciascuna annualità in cui sono inclusi i costi summenzionati. Pertanto, i contratti di servizi relativi alle annualità 2010, 2011 e 2012 sono stati sottoscritti dal CEO pro tempore di EPCG. In esecuzione di tali contratti A2A S.p.A. ha fatturato con riferimento alle predette annualità un totale di 7,75 milioni di euro a carico di EPCG, la quale ne ha pagato solo una quota pari a 4,34 milioni di euro.

Per le annualità 2013, 2014 e 2015, in assenza di uno specifico accordo fra i soci in merito alla formalizzazione di uno specifico contratto di servizi, A2A non ha proceduto a fatturazioni, sebbene un ampio novero di servizi sia stato effettivamente reso a beneficio di EPCG anche in tali annualità, e A2A ne abbia sostenuto i relativi oneri.

Inoltre, verrebbero contestati taluni servizi di consulenza, relativi al periodo 2011 e 2012 e ammontanti a circa 2 milioni di euro, acquisiti da parte di EPCG direttamente da società di consulenza esterne al Gruppo A2A.

All'inizio del 2014 il locale "Partito dei Disabili e dei Pensionati" ha proposto un'interpellanza parlamentare e depositato un esposto al Procuratore Speciale in relazione ai contratti di servizi stipulati da EPCG con A2A e con società di consulenza esterne al Gruppo A2A. Successivamente, a novembre 2014 la Polizia montenegrina ha rivolto a EPCG una richiesta di documenti e dati che è stata pienamente riscontrata dal *management* di EPCG nel mese successivo. Due ulteriori richieste d'informazioni e di documentazione integrativa furono poi sottoposte a EPCG direttamente dal Procuratore Speciale ad agosto 2015 e a febbraio 2016, e in entrambi i casi il *management* di EPCG ha risposto in modo esaustivo alle richieste degli inquirenti.

Sino a tal momento pertanto EPCG aveva registrato unicamente richieste di documentazione alle quali aveva tempestivamente replicato, ed EPCG così come A2A non avevano quindi – sino

al 15 aprile 2016 – ritenuto che da tali richieste d'informazioni potessero derivare azioni tali da configurare un rischio se non remoto – personale o patrimoniale – a carico dei propri dipendenti e/o delle società stesse.

Il 15 aprile 2016 l'ex CFO nominato da A2A in EPCG, dimessosi da tale incarico solo qualche giorno prima per ragioni del tutto estranee al tema in esame, è stato arrestato dalla Polizia montenegrina su ordine del Procuratore Speciale. Gli atti d'indagine sono tuttora coperti da segreto istruttorio. Tuttavia, sulla base di quanto pubblicato sulla stampa locale, l'ex CFO nominato da A2A sarebbe accusato - insieme a due precedenti *manager* di EPCG di nomina A2A, e a tre funzionari montenegrini di EPCG - di abuso d'ufficio nella gestione dei contratti di servizi stipulati dalla stessa EPCG, in quanto sarebbero stati stipulati senza rispettare la normativa locale in materia di *Public Procurement*.

Va peraltro osservato che, come attestato dal legale montenegrino, le violazioni della legge sul *Public Procurement* non hanno rilevanza penale di per sé, in assenza di prova del danno cagionato o dell'illecita utilità procurata.

Sulla base delle valutazioni effettuate, di quanto precede e delle limitate informazioni ad oggi disponibili, inclusa l'incertezza sui capi di imputazione nei confronti dei soggetti indagati e del fatto che A2A e altre società del Gruppo non sono al momento destinatarie di alcun provvedimento, A2A ritiene che il rischio di un suo coinvolgimento, diretto o indiretto, in termini di potenziali sanzioni applicabili e/o di azioni risarcitorie o di manleva, possa essere valutato come "possibile". Allo stato degli atti e per gli stessi motivi qui esposti risulta inoltre impossibile quantificare in termini attendibili l'importo delle stesse azioni risarcitorie o sanzionatorie, dirette o indirette.

In considerazione di quanto precede, la Società - in applicazione dello IAS 37 - ha ritenuto corretto trattare la fattispecie in questione fornendo adeguata informativa e non stanziando specifico fondo rischi.

In data 6 maggio 2016 l'ex CFO nominato da A2A in EPCG è stato liberato dietro versamento di una cauzione e il ritiro del passaporto.

Teleriscaldamento nel Comune di Brescia: superati 42 milioni di metri cubi serviti

Il Comune di Brescia ha raggiunto il primato nazionale in tema di diffusione del teleriscaldamento, con un'estensione complessiva di oltre 650 chilometri di doppia tubazione ed una volumetria di edifici allacciati che ha superato quota 42 milioni di metri cubi, coprendo il fabbisogno del 70% della città. Al calore recuperato dal termovalorizzatore e dalla centrale di

cogenerazione di Lamarmora, oltre all'erogazione in caso di *back-up* da parte della centrale Nord, da ottobre 2015, grazie al progetto “Calore in rete”, si aggiunge quello recuperato dall'acciaieria Ori Martin, calore altrimenti disperso nell'ambiente.

Il sistema di teleriscaldamento evita ogni anno l'emissione in atmosfera di oltre 400 mila tonnellate di anidride carbonica e il consumo di oltre 150 mila tonnellate equivalenti di petrolio.

Comune di Brescia: progetto “Smart Living”

Smart Living è un progetto di ricerca e innovazione ad alto contenuto tecnologico, promosso da A2A con il Comune di Brescia e l'Università degli Studi di Brescia ed è finalizzato a sperimentare un modello innovativo di gestione dell'energia e di servizi rivolto a tutti i cittadini con una particolare attenzione alle fasce più deboli.

Il progetto è attualmente in fase di sperimentazione presso mille famiglie residenti nella città di Brescia e, se confermerà le attese, nei prossimi anni diventerà un modello attraverso il quale migliorare la città di Brescia in settori fondamentali come i consumi energetici, l'illuminazione pubblica intelligente, l'analisi della qualità dell'aria e del rumore e la raccolta dei rifiuti.

A2A S.p.A.: deliberazioni dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea ordinaria e straordinaria di A2A S.p.A., riunitasi in data 7 giugno 2016, ha:

- approvato il bilancio della Società per l'esercizio 2015;
- approvata la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di coprire la perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015, pari a 73.487.107 euro, mediante prelievo di pari importo delle riserve disponibili in sospensione di imposta “moderata” di cui alla Legge n. 342/2000 e di ridurre definitivamente le predette riserve da 198.270.129 euro a 124.783.022 euro;
- approvata la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,041 euro - prelevando l'importo dalle Altre Riserve disponibili - da mettere in pagamento dal 22 giugno 2016 (data stacco cedola n. 19 il 20 giugno 2016) e *record date* il 21 giugno 2016;
- approvato il Bilancio di Sostenibilità 2015;
- approvato il progetto di fusione per incorporazione delle controllate A2A Trading S.r.l e Edipower S.p.A. in A2A S.p.A.;
- espresso voto favorevole sulla prima parte della Relazione sulla Remunerazione 2016;
- approvata la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di adeguare il compenso del Collegio Sindacale con la previsione di ulteriori 10.000 euro annui per ciascun Sindaco Effettivo e di ulteriori 30.000 euro annui per il Presidente del Collegio Sindacale;

- autorizzato - previa revoca della deliberazione di autorizzazione all'acquisto e disposizione di azioni proprie adottata dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2015, per quanto non già utilizzato - l'Organo Amministrativo ad effettuare operazioni di acquisto e di disposizione di azioni proprie, secondo le finalità, le modalità ed i termini di seguito indicati:
 1. il numero massimo di azioni proprie complessivamente detenibili è fissato in 313.290.527, tenuto conto delle azioni già possedute da A2A S.p.A. e dalle sue controllate, pari alla decima parte delle azioni che formano il capitale sociale;
 2. le operazioni di acquisto e di vendita di azioni proprie verranno effettuate per perseguire, nell'interesse della Società e nel rispetto del principio della parità di trattamento degli azionisti e della normativa applicabile in vigore, finalità di sviluppo come le operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la Società intende perseguire, in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari;
 3. l'acquisto e la vendita delle azioni dovrà essere effettuato, in conformità a quanto previsto dall'art. 132 del Decreto Legislativo 58/1998 e successive modificazioni, dall'art. 144-bis del Regolamento Emittenti e da ogni altra norma comunitaria e nazionale applicabile nella Borsa di quotazione - tra le quali il Regolamento e le Istruzioni della Borsa Italiana S.p.A. - con le modalità operative consentite dalla vigente normativa e quindi, ai sensi dell'articolo 144-bis, comma 1, lett. b) del Regolamento Emittenti, sui mercati regolamentati secondo modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione dei mercati stessi. Dette modalità operative non potranno consentire l'abbinamento diretto delle proposte di negoziazione in acquisto con predeterminate proposte di negoziazione in vendita e gli acquisti dovranno essere effettuati ad un prezzo non superiore del 5% e non inferiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione. Detti parametri vengono ritenuti adeguati per individuare l'intervallo di valori entro il quale l'acquisto è di interesse per la Società.

A2A Ambiente S.p.A.: al via il programma di *restyling* urbano “Puliamo Brescia”

Il Comune di Brescia, tramite A2A Ambiente S.p.A., ha avviato “Puliamo Brescia”, un programma per migliorare il decoro di alcuni edifici pubblici. Gli interventi garantiranno il ripristino delle condizioni originali degli stabili interessati, contribuendo a migliorare la percezione visiva della città.

Il servizio, ricorrendo alle tecnologie più avanzate nel settore, è in grado di risolvere ogni tipo di problema con soluzioni rispettose dell'ambiente, grazie a materiali antimog, offrendo al contempo alla città un valido strumento per il recupero estetico delle superfici deturpate.

In un secondo tempo si procederà anche a ridipingere le cabine elettriche del Gruppo A2A, particolarmente colpite da affissioni abusive e spesso imbrattate da scritte. “Puliamo Brescia” prosegue idealmente il servizio “Pronto graffiti”, attivato da Aprica S.p.A. nel 2010, che ha portato a 30 interventi su spazi pubblici, 75 su edifici privati, che si sono tradotti nella completa ripulitura di 12 mila metri quadri di superfici marmoree, 14 mila metri quadri di superfici intonacate e 1.500 metri quadri di altre superfici.

A2A S.p.A. e Gruppo Brescia Mobilità: intesa sulla sostenibilità ambientale

In data 24 giugno 2016 A2A S.p.A. e il Gruppo Brescia Mobilità hanno siglato un documento d'intesa che si tradurrà in azioni e progetti frutto della comune collaborazione riguardanti il Comune di Brescia, la qualità della vita dei suoi cittadini, lo sviluppo sostenibile del suo territorio.

I primi quattro terreni d'azione comune sono già stati individuati e hanno dato vita a gruppi di lavoro chiamati a tradurli in concrete iniziative a favore della comunità: la scuola e i progetti educativi per i più giovani; l'ambiente e la mobilità; le iniziative di ascolto, dialogo e confronto con gli *stakeholder*; la *smart city*.

A2A S.p.A.: al via il progetto “Smart Working”

In data 27 giugno 2016 è stato dato avvio al progetto *Smart Working* nel Gruppo A2A, l'innovativa modalità di lavoro che consente, per un giorno a settimana, di lavorare da casa o da un luogo diverso dal proprio ufficio utilizzando le dotazioni aziendali necessarie per svolgere l'attività lavorativa.

Grazie ad un accordo sindacale recentemente firmato è stato definito il perimetro delle società del Gruppo e il numero di persone che saranno interessate dal progetto pilota, riservato a dipendenti con contratto di lavoro a tempo indeterminato da almeno un anno.

In forza di tale iniziativa circa 300 dipendenti di A2A S.p.A e A2A Energia S.p.A., dislocati in 18 sedi del Gruppo, potranno sperimentare per sei mesi questo nuovo sistema di lavoro che coniuga flessibilità e innovazione. I primi mesi del progetto *Smart Working* saranno fondamentali per consentire al Gruppo di valutarne aspetti positivi e possibili aree di miglioramento, e per prendere in considerazione l'ipotesi di estendere questa modalità di lavoro, in futuro, anche ad altre aree.

Il Gruppo A2A e il Gruppo Magaldi inaugurano in Sicilia il primo impianto solare termodinamico “STEM” al mondo

In data 30 giugno 2016, all'interno del Polo Energetico Integrato di A2A a San Filippo del Mela, è stato inaugurato il primo impianto solare termodinamico - STEM - Magaldi realizzato al mondo.

STEM è un'innovativa tecnologia di solare termodinamico brevettata e prodotta dal Gruppo Magaldi; elemento qualificante del sistema all'avanguardia è l'utilizzo della sabbia, quale mezzo di accumulo dell'energia termica generata dalla radiazione solare, con la tecnologia dei letti fluidi, che garantisce il funzionamento continuo dell'impianto in assenza di irraggiamento, di notte o in presenza di cielo nuvoloso secondo la curva di carico richiesta.

L'innovativa tecnologia STEM si caratterizza per l'eco compatibilità dei materiali impiegati quali vetro per gli specchi, acciaio per le strutture e sabbia e non prevede l'impiego di olii dielettrici o sali fusi.

Il Polo Energetico Integrato prevede, oltre allo STEM, un impianto fotovoltaico, uno di digestione anaerobica con produzione di biometano, e un impianto per la produzione di energia da Combustibile Solido Secondario (CSS), per il quale è stato avviato l'iter autorizzativo presso gli enti competenti. Strutture efficienti, progettate con tecnologie innovative, che consentono di produrre energia da fonti rinnovabili, con risultati positivi anche sulla qualità della vita della comunità.

Ciclo idrico: riconoscimento di componenti tariffarie di esercizi precedenti

Con la Deliberazione n. 16/2016 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambitto di Brescia ha approvato il riconoscimento ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. di partite tariffarie pregresse relative al periodo 2007-2011, ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico n. 643/2013/R/idr.

Il recupero delle componenti tariffarie è stato quantificato in 10 milioni di euro per ciascun esercizio del periodo interessato dalla delibera. Il 30 settembre 2016, di conseguenza, beneficia di 51,4 milioni di euro di ricavi che sono stati fatturati ai clienti a partire dal mese di luglio 2016.

In conformità col Piano Industriale del Gruppo A2A, tali importi saranno reinvestiti nella realizzazione di infrastrutture del servizio idrico integrato nella Provincia di Brescia.

A2A Ambiente S.p.A.: acquisizione del Gruppo RI.ECO-RESMAL

In data 20 luglio A2A Ambiente S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del 100% di RI.ECO-RESMAL, gruppo attivo nella raccolta, selezione e recupero di rifiuti speciali non pericolosi come plastica, biomasse e in particolare carta da macero, con 5 impianti produttivi nell'*hinterland* milanese e una capacità di trattamento pari a circa 400 mila tonnellate/anno. L'operazione consentirà inoltre di creare sinergie industriali, determinate dall'integrazione delle attività di trattamento (+30% di aumento della capacità nel segmento di *business*) e dalla possibilità di diversificare la base clienti.

I dati consolidati 2015 del Gruppo RI.ECO-RESMAL evidenziano ricavi di circa 37 milioni di euro ed un margine operativo lordo pari a circa 5 milioni di euro. L'*Enterprise Value* dell'operazione è pari a circa 25 milioni di euro.

Approvati i nuovi Patti Parasociali tra lo Stato del Montenegro e il Gruppo A2A

Il Gruppo A2A e lo Stato del Montenegro hanno raggiunto un accordo per la firma dei nuovi Patti Parasociali per la gestione della società montenegrina EPCG.

In data 29 luglio 2016, il Parlamento del Montenegro ha approvato i nuovi Patti Parasociali tra lo Stato del Montenegro e A2A per la gestione della società energetica EPCG, con durata fino al 31 dicembre 2016.

Punti principali di questi nuovi accordi sono il mantenimento degli attuali diritti di gestione di A2A in EPCG, con la nomina delle figure manageriali principali da parte di A2A e la definizione di alcune materie riservate su argomenti importanti per la vita societaria di EPCG, la possibilità di esercizio di una opzione di vendita dell'intera quota azionaria di A2A allo Stato del Montenegro, per un valore di 250 milioni di euro, alla scadenza dei patti ed esercitabile entro il 31 marzo 2017, e la non opposizione di A2A al progetto di costruzione della nuova centrale termoelettrica di Pljevlja.

Le negoziazioni che hanno portato alla definizione di questi nuovi accordi sono state portate avanti in trasparenza al fine di raggiungere il consenso e tutelando gli interessi di tutte le parti coinvolte.

A2A S.p.A.: rilevato il 51% di Linea Group Holding (LGH)

In data 4 e 5 agosto 2016 A2A S.p.A., sulla base di quanto previsto dal contratto di *partnership* industriale sottoscritto il 4 marzo 2016 con AEM Cremona, ASM Pavia, ASTEM Lodi, Cogeme e SCS Crema, ha perfezionato l'acquisto di una quota pari al 51% del capitale sociale di LGH.

Il corrispettivo versato per l'acquisto è stato pari a 112,8 milioni di euro, parte dei quali saranno corrisposti a tre anni dalla data odierna, in funzione dell'effettiva realizzazione di alcuni progetti di sviluppo in corso.

L'accordo è stato perfezionato a valle dell'avverarsi di tutte le condizioni sospensive, tra cui, in particolare, l'autorizzazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ottenuta in data 28 luglio 2016 subordinatamente al rispetto di alcune misure sia di carattere strutturale o para strutturale:

- cessione di un impianto di trattamento meccanico biologico (TMB), sito a Montanaso Lombardo (LO), avente una capacità di trattamento pari a 75.000 tonnellate;
- messa a disposizione di terzi, per cinque anni, di capacità di trattamento di rifiuti urbani indifferenziati per 125.000 tonnellate, a condizioni economiche agevolate, presso uno o più degli impianti di cui A2A disporrà *post merger* nelle province di Pavia, Milano e eventualmente Brescia;

che comportamentale:

- messa a disposizione della capacità di trattamento dei propri impianti ai soggetti aggiudicatari di gare per la gestione dei rifiuti urbani, praticando a tali soggetti – nel caso in cui alle stesse gare partecipi anche una società del Gruppo A2A – le stesse tariffe praticate alle proprie società controllate;
- applicazione da parte di A2A di corrispettivi di conferimento ai due impianti di trattamento di Parona e Corteolona non superiori alla tariffa stabilita dalla Provincia nel 2015.

Le misure comportamentali imposte ad A2A hanno avuto efficacia immediata dopo il *closing* dell'operazione, mentre quelle strutturali saranno attuate secondo un calendario predefinito, che sarà oggetto di stretto monitoraggio da parte dell'Autorità.

LGH è la principale *multi-utility* della Lombardia dopo A2A S.p.A., ha chiuso l'esercizio 2015 con ricavi per oltre 550 milioni di euro e un EBITDA di circa 77 milioni di euro. La società ha una presenza significativa nelle attività ambientali, nella distribuzione e vendita di energia elettrica e gas. A2A e i soci di LGH concordano sulla valenza strategica della *partnership* per entrambe le società, prima realizzazione concreta del modello della "*Multi-utility* dei territori". L'operazione assume un significato rilevante come esempio positivo di un processo virtuoso per tutti gli *stakeholder* coinvolti: i benefici attesi di natura industriale e finanziaria si accompagnano infatti ad una piena valorizzazione della presenza della società nei territori di riferimento, con obiettivi di ulteriore sviluppo industriale, miglioramento dell'efficienza operativa e innalza-

mento degli *standard* di qualità. La *partnership* tra A2A e LGH si inquadra nell'ambito delle linee guida strategiche del Piano Industriale di A2A.

A valle del perfezionamento degli accordi sulla *partnership* industriale A2A-LGH si riassumono qui di seguito i principali obiettivi del Piano Industriale del Gruppo LGH che tiene conto degli effetti congiunti post acquisizione al 2020:

- previsione di una forte crescita dell'EBITDA di LGH da 79 milioni di euro nel 2015 a 120 milioni di euro nel 2020;
- le sinergie attese sono, a regime, pari a circa il 15% dell'EBITDA di LGH del 2015;
- gli investimenti di Piano ammontano complessivamente a 242 milioni di euro, di cui più della metà nelle Reti;
- la Posizione Finanziaria Netta nel periodo di Piano è prevista in riduzione di circa 100 milioni di euro.

A2A S.p.A.: BEI finanzia per 95 milioni di euro il piano di investimenti di A2A nel settore del servizio idrico integrato

La Banca europea per gli investimenti (BEI) e A2A S.p.A. hanno sottoscritto un contratto di finanziamento per 95 milioni di euro, con una durata di 15 anni, per la realizzazione di investimenti relativi al servizio idrico integrato. Il programma di investimenti si compone di progetti inclusi nel Piano d'Ambito della provincia di Brescia, che hanno l'obiettivo di migliorare la sostenibilità e l'efficienza dei servizi, garantendo nel contempo il rispetto delle pertinenti direttive comunitarie. In particolare gli investimenti sono finalizzati a ridurre le perdite tecniche ed il consumo di energia, nonché ad estendere la copertura del trattamento delle acque potabili e migliorare la sicurezza di approvvigionamento idrico. L'accordo sottoscritto consente a A2A S.p.A. di allungare la durata media del proprio indebitamento a condizioni estremamente competitive.

Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2016

Patto parasociale tra il Comune di Milano e il Comune di Brescia

In data 4 ottobre 2016 i Comuni di Milano e di Brescia hanno rinnovato per un ulteriore triennio, con decorrenza dal 1° gennaio 2017, il Patto Parasociale sottoscritto in data 30 dicembre 2013, avente ad oggetto n. 1.566.452.642 azioni ordinarie rappresentative del 50% più due azioni del capitale sociale di A2A S.p.A.. In data 20 maggio 2016 i due Comuni avevano proceduto a sottoscrivere un'appendice al Patto che prevedeva di accorciare da sei mesi a tre mesi il termine della scadenza dell'accordo entro il quale è possibile disdettare lo stesso.

In data 26 ottobre 2016 il Comune di Milano ha ricevuto da parte del Comune di Brescia la proposta, approvata dalla Giunta del predetto Comune in data 25 ottobre 2016, di modificare parzialmente gli accordi parasociali relativi ad A2A S.p.A. esistenti tra i due Comuni. Tale proposta prevede in particolare l'impegno dei due Comuni a mantenere sindacato e vincolato, nel nuovo patto, un numero di azioni, detenute in misura paritetica dagli stessi, complessivamente pari al 42% del capitale di A2A S.p.A.. In data 4 novembre 2016 la Giunta del Comune di Milano ha esaminato favorevolmente la proposta del Comune di Brescia e provvederà a sottoporre al Consiglio comunale la proposta del nuovo patto parasociale per le determinazioni finali di competenza.

A2A: Punta sull'efficienza energetica e rileva Consul System per 21 milioni di euro

In data 20 ottobre 2016 A2A muove un ulteriore passo nell'ampliamento del perimetro operativo e accelera nei programmi di arricchimento delle competenze tecnologiche grazie all'acquisto del 75% del pacchetto azionario di Consul System. L'operazione riguarda l'acquisizione della principale ESCo (*Energy Service Company*) indipendente italiana, non appartenente ad un gruppo industriale, da parte di una *utility* per creare sinergie operative e per sviluppare nuovi prodotti e servizi sulla *customer base* di entrambe le società. L'operazione è stata perfezionata dalla ESCo certificata del Gruppo A2A (A2A Calore & Servizi S.r.l.), per un valore di circa 21 milioni di euro (*enterprise value* relativo al 100%). L'accordo prevede anche una

struttura di *put&call* per l'acquisizione della residua quota del 25%. L'acquisizione è coerente con le linee guida del piano industriale del Gruppo A2A che prevedono la crescita nei servizi energetici, nell'ambiente e nelle reti intelligenti. Le sinergie derivanti da questa operazione assicureranno competenze e strumenti utili al miglioramento dell'efficienza energetica, a beneficio dei territori, delle imprese e dei cittadini.

A2A Ambiente acquista l'impianto di compostaggio di Sanitaria Group

A2A prosegue nella strategia di acquisizioni mirate ad ottenere benefici ambientali e migliorare i servizi offerti al territorio: attraverso la controllata A2A Ambiente, il Gruppo ha perfezionato, in data 9 novembre 2016, l'acquisizione di un ramo d'azienda della società Sanitaria Group S.r.l. dedicato alla gestione di un impianto di compostaggio. L'impianto, localizzato nel Comune di Bedizzole (BS), impiega 18 addetti ed ha una capacità di trattamento di circa 80.000 tonnellate/anno di frazione verde proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (RSU), da agricoltura o da aziende operanti nel settore del giardinaggio, floricoltura e simili.

Evoluzione prevedibile della gestione

Lo scenario energetico continua ad essere caratterizzato da forte volatilità e la ripresa avutasi a partire da aprile/maggio ha accelerato ulteriormente nel corso dei mesi di settembre e ottobre, quando i prezzi nazionali dell'energia elettrica e quelli realizzati sui mercati dei servizi di dispacciamento hanno registrato valori superiori alla media osservata tra gennaio e agosto. Il Gruppo ha tuttavia coperto, con vendite a termine, la quasi totalità delle proprie produzioni 2016 e può quindi solo marginalmente beneficiare delle favorevoli condizioni di mercato. Le previsioni di andamento economico finanziario sulle BU diverse dalla generazione sono complessivamente positive e generalmente allineate, se non leggermente migliori, di quanto previsto a Piano. Le previsioni per la chiusura dell'esercizio sono positive: il Gruppo si aspetta una crescita sia dell'Utile Operativo Lordo (Ebitda), atteso fra i 1.140 e i 1.150 milioni di euro (inclusivi degli effetti derivanti dal primo consolidamento di LGH) che dell'Utile Netto, ed una ulteriore riduzione - prima del consolidamento di LGH - della Posizione Finanziaria Netta.

Prospetti contabili consolidati

Situazione
patrimoniale-finanziaria
consolidata ^(1/2)

Attività

Milioni di euro	Note	30 09 2016	31 12 2015	30 09 2015
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	1	5.302	5.067	5.364
Immobilizzazioni immateriali	2	1.684	1.348	1.312
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	75	68	74
Altre attività finanziarie non correnti	3	77	69	71
Attività per imposte anticipate	4	283	308	315
Altre attività non correnti	5	19	6	38
Totale attività non correnti		7.440	6.866	7.174
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	6	186	184	236
Crediti commerciali	7	1.722	1.485	1.384
Altre attività correnti	8	418	183	296
Attività finanziarie correnti	9	219	171	139
Attività per imposte correnti	10	72	71	72
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	728	636	514
Totale attività correnti		3.345	2.730	2.641
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	4	205	202
TOTALE ATTIVO		10.789	9.801	10.017

- (1) Per il dettaglio degli effetti dei primi consolidamenti delle acquisizioni 2016 si rimanda allo specifico prospetto di seguito riportato.
- (2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Patrimonio netto e passività

Milioni di euro	Note	30 09 2016	31 12 2015	30 09 2015
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	13	1.629	1.629	1.629
(Azioni proprie)	14	(54)	(61)	(61)
Riserve	15	917	1.005	929
Risultato d'esercizio	16	-	73	-
Risultato del periodo	16	323	-	237
Patrimonio netto di Gruppo		2.815	2.646	2.734
Interessi di minoranze	17	553	613	589
Totale Patrimonio netto		3.368	3.259	3.323
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	18	3.497	3.089	3.779
Benefici a dipendenti	19	366	332	332
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	660	576	532
Altre passività non correnti	21	119	99	115
Totale passività non correnti		4.642	4.096	4.758
Passività correnti				
Debiti commerciali	22	1.243	1.170	993
Altre passività correnti	22	722	521	540
Passività finanziarie correnti	23	751	692	97
Debiti per imposte	24	61	43	49
Totale passività correnti		2.777	2.426	1.679
Totale passività		7.419	6.522	6.437
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	2	20	257
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		10.789	9.801	10.017

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016

Milioni di euro	Note	Consolidato al 31 12 2015	Effetto primo consolidamento LA BI.CO DUE S.r.l.	
ATTIVITÀ				
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	1	5.067	2	
Immobilizzazioni immateriali	2	1.348	-	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	68	-	
Altre attività finanziarie non correnti	3	69	-	
Attività per imposte anticipate	4	308	-	
Altre attività non correnti	5	6	-	
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI		6.866	2	
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	6	184	-	
Crediti commerciali	7	1.485	3	
Altre attività correnti	8	183	1	
Attività finanziarie correnti	9	171	-	
Attività per imposte correnti	10	71	-	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	636	-	
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI		2.730	4	
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	205	-	
TOTALE ATTIVO		9.801	6	
PASSIVITÀ				
PASSIVITÀ NON CORRENTI				
Passività finanziarie non correnti	18	3.089	-	
Benefici a dipendenti	19	332	1	
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	576	-	
Altre passività non correnti	21	99	-	
TOTALE PASSIVITÀ NON CORRENTI		4.096	1	
PASSIVITÀ CORRENTI				
Debiti commerciali	22	1.170	3	
Altre passività correnti	22	521	-	
Passività finanziarie correnti	23	692	2	
Debiti per imposte	24	43	-	
TOTALE PASSIVITÀ CORRENTI		2.426	5	
TOTALE PASSIVITÀ		6.522	6	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	20	-	
PASSIVITÀ		6.542	6	

	Effetto primo consolidamento Gruppo LGH	Effetto primo consolidamento Gruppo RI.ECO-RESMAL	Totale effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	Variazioni	Consolidato al 30 09 2016
	332	5	339	(104)	5.302
	299	17	316	20	1.684
	4	-	4	3	75
	28	-	28	(20)	77
	8	1	9	(34)	283
	4	-	4	9	19
	675	23	700	(126)	7.440
	19	1	20	(18)	186
	192	12	207	30	1.722
	24	1	26	209	418
	19	1	20	28	219
	5	-	5	(4)	72
	80	3	83	9	728
	339	18	361	254	3.345
	1	-	1	(202)	4
	1.015	41	1.062	(74)	10.789
	437	-	437	(29)	3.497
	20	1	22	12	366
	72	1	73	11	660
	18	-	18	2	119
	547	2	550	(4)	4.642
	115	11	129	(56)	1.243
	55	2	57	144	722
	57	4	63	(4)	751
	3	-	3	15	61
	230	17	252	99	2.777
	777	19	802	95	7.419
	2	-	2	(20)	2
	779	19	804	75	7.421

Conto economico consolidato ^(1/2)

Milioni di euro	Note	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015
Ricavi					
Ricavi di vendita e prestazioni		3.315	3.515	1.135	1.138
Altri ricavi operativi		167	123	24	33
Totale ricavi	27	3.482	3.638	1.159	1.171
Costi operativi					
Costi per materie prime e servizi		1.980	2.179	691	713
Altri costi operativi		166	182	57	57
Totale costi operativi	28	2.146	2.361	748	770
Costi per il personale	29	464	463	153	149
Margine operativo lordo	30	872	814	258	252
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	31	348	360	114	112
Risultato operativo netto	32	524	454	144	140
Risultato da transazioni non ricorrenti	33	52	(1)	-	-
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari		17	15	5	4
Oneri finanziari		113	125	38	37
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		4	3	-	-
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-	-	-
Totale gestione finanziaria	34	(92)	(107)	(33)	(33)
Risultato al lordo delle imposte		484	346	111	107
Oneri per imposte sui redditi	35	145	97	39	20
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		339	249	72	87
Risultato netto da attività operative cessate	36	1	-	1	-
Risultato netto		340	249	73	87
Risultato di pertinenza di terzi	37	(17)	(12)	(4)	(2)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	38	323	237	69	85
Risultato per azione (in euro):					
- di base		0,1044	0,0762		
- di base da attività di funzionamento		0,1042	0,0762		
- di base da attività destinate alla vendita		0,0002	-		
- diluito		0,1044	0,0762		
- diluito da attività di funzionamento		0,1042	0,0762		
- diluito da attività destinate alla vendita		0,0002	-		

(1) Per il dettaglio degli effetti del consolidamento delle acquisizioni del 2016 si rimanda allo specifico prospetto di seguito riportato.
(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Conto economico complessivo consolidato

Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015
Risultato del periodo (A)	340	249	73	87
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	(23)	22	1	-
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	7	(4)	1	-
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	(16)	18	2	-
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	26	22	1	(8)
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	(6)	(6)	-	3
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	20	16	1	(5)
Altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto al netto dell'effetto fiscale (D)	-	-	-	-
Totale risultato complessivo (A) + (B) + (C) + (D)	344	283	76	82
Totale risultato complessivo attribuibile a:				
Soci della controllante	327	271	72	80
Interessenze di pertinenza di terzi	17	12	4	2

Con esclusione degli effetti attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto, gli altri effetti sopra esposti verranno rigirati a Conto economico negli esercizi successivi.

Dettaglio effetto consolidamento
nuove acquisizioni 2016

Milioni di euro	Note	Effetto consolidamento LA BI.CO DUE S.r.l.	Effetto consolidamento Gruppo LGH	
RICAVI				
Ricavi di vendita e prestazioni		4	62	
Altri ricavi operativi		-	-	
TOTALE RICAVI	27	4	62	
COSTI OPERATIVI				
Costi per materie prime e servizi		2	42	
Altri costi operativi		1	4	
TOTALE COSTI OPERATIVI	28	3	46	
COSTI PER IL PERSONALE	29	1	9	
MARGINE OPERATIVO LORDO	30	-	7	
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	31	-	6	
RISULTATO OPERATIVO NETTO	32	-	1	
RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI	33	-	-	
GESTIONE FINANZIARIA				
Proventi finanziari		-	-	
Oneri finanziari		-	3	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		-	-	
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-	
TOTALE GESTIONE FINANZIARIA	34	-	(3)	
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE		-	(2)	
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	35	-	-	
RISULTATO DI ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE		-	(2)	
RISULTATO NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE	36	-	1	
RISULTATO NETTO		-	(1)	
RISULTATO DI PERTINENZA DI TERZI	37	-	1	
RISULTATO DEL PERIODO/ESERCIZIO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	38	-	-	

	Effetto consolidamento Gruppo RI.ECO-RESMAL	Totale effetto consolidamento nuove acquisizioni 2016	Vecchio perimetro 30 09 2016	Consolidato al 30 09 2016	Consolidato al 30 09 2015
	6	72	3.243	3.315	3.515
	-	-	167	167	123
	6	72	3.410	3.482	3.638
	5	49	1.931	1.980	2.179
	-	5	161	166	182
	5	54	2.092	2.146	2.361
	1	11	453	464	463
	-	7	865	872	814
	-	6	342	348	360
	-	1	523	524	454
	-	-	52	52	(1)
	-	-	17	17	15
	-	3	110	113	125
	-	-	4	4	3
	-	-	-	-	-
	-	(3)	(89)	(92)	(107)
	-	(2)	486	484	346
	-	-	145	145	97
	-	(2)	341	339	249
	-	1	-	1	-
	-	(1)	341	340	249
	-	1	(18)	(17)	(12)
	-	-	323	323	237

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	30 09 2016	31 12 2015	30 09 2015
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	636	544	544
Scissione ramo Edipower a favore di Cellina Energy	(38)	-	-
Apporto primo consolidamento LGH e altre acquisizioni 2016	83	-	-
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	681	544	544
Attività operativa			
Risultato netto ^(*)	288	(57)	249
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	266	341	250
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	38	54	47
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	7	364	3
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	(4)	4	(3)
Imposte nette pagate (a)	(93)	(59)	(14)
Variazione delle attività e delle passività al lordo delle imposte pagate (b)	4	249	4
Totale variazione delle attività e delle passività (a+b) ^(*)	(89)	190	(10)
Flussi finanziari netti da attività operativa	506	896	536
Attività di investimento			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(139)	(253)	(153)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(73)	(88)	(53)
Investimenti in partecipazioni e titoli ^(*)	(111)	(4)	(2)
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	4	7	-
Dividendi incassati da partecipazioni valutate ad equity e altre partecipazioni	1	2	1
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(318)	(336)	(207)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto e altre voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

(**) Il Risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni, immobilizzazioni e transazioni non ricorrenti (pari a 52 milioni di euro. Voce “Risultato da transazioni non ricorrenti” del Conto Economico).

Milioni di euro	30 09 2016	31 12 2015	30 09 2015
Free cash flow	188	560	329
Attività di finanziamento			
Variazione delle attività finanziarie (*)	20	(88)	(67)
Variazione delle passività finanziarie (*)	26	(133)	(106)
Interessi finanziari netti pagati	(56)	(129)	(68)
Dividendi pagati dalla capogruppo	(126)	(113)	(113)
Dividendi pagati dalle controllate	(5)	(5)	(5)
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(141)	(468)	(359)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	47	92	(30)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO/ESERCIZIO	728	636	514

Prospetto delle variazioni
dei conti di Patrimonio netto
consolidato

Descrizione <i>Milioni di euro</i>	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge
	Nota 13	Nota 14	Nota 15
Patrimonio netto al 31.12.2014	1.629	(61)	(51)
Variazioni dei primi nove mesi del 2015			
Destinazione del risultato 2014			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			16
Put option su azioni Aspem S.p.A.			
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30.09.2015	1.629	(61)	(35)
Variazioni del quarto trimestre 2015			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			10
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 31.12.2015	1.629	(61)	(25)
Variazioni dei primi nove mesi del 2016			
Destinazione del risultato 2015			
Operazioni su azioni proprie		7	
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			20
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30.09.2016	1.629	(54)	(5)

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo/ esercizio di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
	Nota 15	Nota 16		Nota 17	
	1.099	(37)	2.579	600	3.179
	(37)	37			
	(113)		(113)	(5)	(118)
	18		18		18
			16		16
				1	1
	(3)		(3)	(19)	(22)
		237	237	12	249
	964	237	2.734	589	3.323
	(4)		(4)		(4)
			10		10
	70		70	166	236
		(164)	(164)	(142)	(306)
	1.030	73	2.646	613	3.259
	73	(73)			
			7		7
	(126)		(126)	(5)	(131)
	(16)		(16)		(16)
			20		20
	(39)		(39)	(72)	(111)
		323	323	17	340
	922	323	2.815	553	3.368

Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione

Informazioni di carattere generale

A2A S.p.A. è una società con personalità giuridica organizzata secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana.

A2A S.p.A. e le sue controllate ("Gruppo") operano sia sul territorio nazionale che estero. All'estero, in particolare, il Gruppo A2A è presente in Montenegro a seguito dell'acquisizione della partecipazione nella società EPCG avvenuta nel 2009.

Il Gruppo A2A è principalmente impegnato nei settori:

- della produzione, vendita e distribuzione di energia elettrica;
- della vendita e distribuzione del gas;
- della produzione, distribuzione e vendita di calore tramite reti di teleriscaldamento;
- della gestione dei rifiuti (dalla raccolta e spazzamento allo smaltimento) e nella realizzazione, gestione e messa a disposizione ad altri operatori di impianti e sistemi integrati per lo smaltimento dei rifiuti;
- della gestione del ciclo idrico integrato.

Il Resoconto intermedio di gestione

Il Resoconto intermedio di gestione (di seguito “**Resoconto**”) al 30 settembre 2016 del Gruppo A2A è presentato in milioni di euro; tale valuta coincide anche con la moneta funzionale delle economie in cui il Gruppo opera.

Il Resoconto del Gruppo A2A al 30 settembre 2016 è stato redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali *International Financial Reporting Standards (IFRS)* emessi dall'*International Accounting Standard Board (IASB)* e omologati dall'Unione Europea in particolare allo IAS 34. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS) e tutte le interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)*, precedentemente denominate *Standing Interpretations Committee (SIC)*.

Nella predisposizione del Resoconto sono stati applicati gli stessi principi utilizzati per la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2015, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2016 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”.

Il presente Resoconto al 30 settembre 2016 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 10 novembre 2016, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

Il Decreto Legislativo n. 25 del 15 febbraio 2016 di attuazione della direttiva 2013/50/UE (cd. direttiva *Transparency II*) ha abrogato l'obbligo di pubblicazione dei resoconti intermedi di gestione. Tale decreto ha, tuttavia, attribuito a Consob il potere di disporre l'obbligo di pubblicare le informazioni periodiche aggiuntive rispetto alla Relazione Finanziaria Annuale e Semestrale, subordinatamente alla preliminare verifica di talune condizioni.

Il 14 aprile 2016 la Consob ha, pertanto, aperto una prima consultazione volta ad acquisire dati ed evidenze ai fini dell'analisi di impatto della regolamentazione.

Sulla base delle risposte ricevute, Consob, in data 5 agosto 2016, ha aperto una seconda consultazione volta ad acquisire contributi sulla proposta di inserire nel cd. Regolamento Emissioni un nuovo articolo 82-ter (*Informazioni finanziarie periodiche aggiuntive*).

Ad esito della seconda consultazione, Consob, con Delibera n. 19770 del 26 ottobre 2016, resa pubblica in data 3 novembre 2016, ha deliberato di modificare, con decorrenza dal 2 gennaio 2017, il Regolamento Emittenti, introducendo il nuovo articolo 82-ter (*Informazioni finanziarie periodiche aggiuntive*).

In base a questo nuovo articolo, le società quotate hanno facoltà di scegliere se pubblicare o meno le informazioni finanziarie periodiche aggiuntive. Qualora scelgano, su base volontaria, di pubblicarle, le società dovranno comunicare al mercato la propria scelta, specificando gli elementi informativi che intendono fornire, in modo che le decisioni adottate risultino chiare e stabili nel tempo. L'eventuale decisione di interrompere la pubblicazione dovrà essere motivata e resa pubblica, acquistando efficacia a partire dall'esercizio successivo.

A2A ha, quindi, avviato le valutazioni circa le modalità di pubblicazione delle informazioni finanziarie periodiche aggiuntive di cui al nuovo articolo 82-ter del Regolamento Emittenti che entrerà in vigore dal prossimo 2 gennaio 2017.

Nelle more dell'entrata in vigore della predetta disposizione, la Società ha ritenuto, in continuità con il passato, di pubblicare il Resoconto Intermedio di gestione al 30 settembre 2016.

Schemi di bilancio

Con riferimento alla Situazione patrimoniale-finanziaria è stata adottata la forma di presentazione che prevede la distinzione delle attività e passività tra correnti e non correnti, secondo quanto richiesto dal paragrafo 60 e seguenti dello “IAS 1”.

Il “Conto economico” è scalare con le singole poste analizzate per natura, forma ritenuta più rappresentativa rispetto alla cosiddetta presentazione per destinazione di spesa. La forma scelta è infatti conforme con le modalità di presentazione dei maggiori *competitors* ed è in linea con la prassi internazionale.

Ai fini di identificare in modo più chiaro e immediato i risultati derivanti da transazioni non ricorrenti riferibili alle attività operative in esercizio, distinguendoli dai risultati da attività operative cessate, nello schema di Conto economico sono presenti le voci specifiche “Risultato da transazioni non ricorrenti” e “Risultato da cessione altre partecipazioni (AFS)”. In particolare, si segnala che la voce “Risultato da transazioni non ricorrenti” è destinata ad accogliere le plusvalenze/minusvalenze rilevate a seguito della valutazione al *fair value* al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come “*held for sale*” ai sensi dell’IFRS 5, i risultati da cessione di partecipazioni in società controllate e collegate e altri oneri/proventi non operativi. Tale voce è posizionata tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene inquinato da operazioni non ricorrenti, consentendo una migliore misurabilità dell’andamento della normale gestione operativa.

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

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

Si precisa che gli schemi di bilancio presentati sono gli stessi adottati nella predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2015.

Criteri di redazione

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016 è stato redatto in base al principio del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS devono o possono essere valutate al valore equo (*fair value*).

I principi di consolidamento, i principi contabili, i criteri e le stime di valutazione adottati nella redazione del Resoconto sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2015, fatto salvo quanto di seguito specificato.

Variazioni di principi contabili internazionali

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo *“Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio”* sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1° gennaio 2016.

Nel paragrafo a seguire, *“Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea”*, vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, ma non ancora omologati dall’Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 30 settembre 2016, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

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

A decorrere dal 1° gennaio 2016 sono state applicate alcune integrazioni conseguenti a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dal Gruppo nei precedenti esercizi, nessuna delle quali ha determinato, rispetto al 31 dicembre 2015, un effetto sui risultati economici e finanziari del Gruppo né sulle modalità espositive.

Le variazioni principali sono di seguito illustrate:

- IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto”: emesso dallo IASB in data 6 maggio 2014, l’emendamento al principio in esame fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontri la definizione di *“business”* così come definito dall’IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”. La modifica in oggetto è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016;
- IAS 1 “Presentazione del bilancio”: emanata dallo IASB in data 18 dicembre 2014 e applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016, la modifica al principio in esame chiarisce esplicitamente che l’informativa non significativa non deve essere fornita anche se espressamente richiesta da uno specifico IFRS. In merito alle note esplicative al bilancio, non è previsto uno specifico ordine e quindi la società potrebbe anche decidere di presentare le note per singola voce di bilancio, commentando il contenuto e le variazioni del periodo insieme alla

descrizione del principio contabile applicato per quella voce. La modifica al principio in oggetto intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla aggregazione o disaggregazione di voci di bilancio qualora il loro importo sia rilevante o “materiale”. In particolare, la modifica al principio richiede che non si proceda con l’aggregazione di poste di bilancio con caratteristiche differenti o con la disaggregazione di voci di bilancio che renda difficoltosa l’informativa e la lettura del bilancio stesso. Inoltre, con riferimento all’esposizione della posizione finanziaria di una entità, l’emendamento chiarisce la necessità di disaggregare alcune voci previste dai paragrafi 54 (Posizione finanziaria) e 82 (Conto economico) dello IAS 1;

- IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali”: questa modifica ai due principi riportati, emessa dallo IASB il 12 maggio 2014, chiarisce che un processo di ammortamento basato sui ricavi non può essere applicato con riferimento agli elementi di immobili, impianti e macchinari, in quanto tale metodo si basa su fattori (ad esempio volumi e prezzi di vendita) che non rappresentano l’effettivo consumo dei benefici economici dell’attività sottostante. Il divieto sopra indicato è stato incluso anche nello IAS 38, in base al quale le attività immateriali potranno essere ammortizzate sulla base dei ricavi solo se si riesce a dimostrare che i ricavi e il consumo dei benefici economici dell’attività immateriale sono altamente correlati;
- con le modifiche ai principi contabili internazionali IAS 41 “Agricoltura” e IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari”, lo IASB ha stabilito che le piante fruttifere, utilizzate esclusivamente per la coltivazione di prodotti agricoli nel corso di vari esercizi, dovrebbero essere soggette allo stesso trattamento contabile riservato ad immobili, impianti e macchinari a norma dello IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari”, in quanto il “funzionamento” è simile a quello della produzione manifatturiera. Le modifiche in esame sono applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 27 *Revised* “Bilancio separato”: l’emendamento al principio in esame, emanato dallo IASB in data 12 agosto 2014 e applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016, consente ad un’entità di utilizzare il metodo del Patrimonio netto per contabilizzare nel bilancio separato gli investimenti in società controllate, *joint ventures* e in imprese collegate;
- IFRS 10 “Bilancio consolidato”: la modifica al presente principio, emessa in data 18 dicembre 2014 riguarda l’esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato qualora la controllante abbia partecipazioni in “*investment entities*” che valutano le proprie controllate al *fair value*. L’emendamento al principio è applicabile con effetto retroattivo a decorrere dal 1° gennaio 2016;
- IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate e *joint ventures*”: in data 18 dicembre 2014 il presente principio è stato modificato in merito a partecipazioni detenute in società collegate o *joint ventures* che siano “*investment entities*”: tali partecipazioni possono essere valutate al *fair value* o con il metodo del Patrimonio netto. Tale modifica è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;

- modifiche annuali agli IFRS 2012-2014: in data 25 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato una serie di emendamenti ad alcuni principi contabili internazionali, applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016. Le modifiche riguardano:
 - (i) IFRS 5 “Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate”;
 - (ii) IFRS 7 “Strumenti finanziari: informazioni integrative”;
 - (iii) IAS 19 “Benefici a dipendenti”;
 - (iv) IAS 34 “Bilanci intermedi”.

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

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

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

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

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

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

- IFRS 9 “Strumenti finanziari”: il presente principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione” e introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. Le principali novità introdotte dall’IFRS 9 sono così sintetizzabili: le attività finanziarie possono essere classificate in due sole categorie - al “*fair*

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

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

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

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

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

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

Nel corso del mese di luglio 2014 è stata pubblicata una parziale modifica del principio, con l’introduzione, in tema di valutazione di classi di strumenti finanziari, del modello basato

- sulla perdita attesa del credito che sostituisce il modello di *impairment* fondato sulle perdite realizzate. L'emendamento in esame è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2018;
- in data 11 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato l'emendamento all'IFRS 10 “Bilancio consolidato” e IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate e *joint ventures*”, al fine di risolvere il conflitto tra lo IAS 28 e l'IFRS 10. Secondo quanto previsto dallo IAS 28, l'utile o la perdita risultante dalla cessione o conferimento di un non-*monetary asset* ad una *joint venture* o collegata in cambio di una quota nel capitale di quest'ultima è limitato alla quota detenuta nella *joint venture* o collegata dagli altri investitori estranei alla transazione. Al contrario, l'IFRS 10 prevede la rilevazione dell'intero utile o perdita nel caso di perdita del controllo di una società controllata, anche se l'entità continua a detenere una quota non di controllo nella stessa, includendo in tale fattispecie anche la cessione o conferimento di una società controllata ad una *joint venture* o collegata. Le modifiche introdotte prevedono che in una cessione o un conferimento di un'attività o di una società controllata ad una *joint venture* o collegata, la misura dell'utile o della perdita da rilevare nel bilancio della cedente (o conferente) dipenda dal fatto che le attività o la società controllata cedute (o conferite) costituiscano o meno un *business*, nell'accezione prevista dal principio IFRS 3. Nel caso in cui le attività o la società controllata cedute rappresentino un *business*, l'entità deve rilevare l'utile o la perdita sull'intera quota in precedenza detenuta; mentre, in caso contrario, la quota di utile o perdita relativa alla quota ancora detenuta dall'entità deve essere eliminata. Tali modifiche si applicano a partire dal 1° gennaio 2016 ma è consentita un'applicazione anticipata;
 - IFRS 14 “Poste di bilancio differite di attività regolamentate”: il nuovo principio transitorio, emesso dallo IASB il 30 gennaio 2014, consente all'entità che adotta per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS, di continuare ad applicare le precedenti *GAAP accounting policies* in merito alla valutazione (incluso *impairment*) e l'eliminazione dei *regulatory deferral accounts*. Il presente principio, ancora in attesa di omologazione, sarà applicabile con effetto retroattivo a decorrere dal 1° gennaio 2016;
 - IFRS 15 “Ricavi da contratti con i clienti”: il principio, emesso dallo IASB in data 28 maggio 2014, è il risultato di uno sforzo di convergenza tra lo IASB e il FASB (“*Financial Accounting Standard Board*”, l'organo deputato all'emissione di nuovi principi contabili negli Stati Uniti) al fine di raggiungere un unico modello di riconoscimento dei ricavi applicabile sia in ambito IFRS che US GAAP. Il nuovo principio sarà applicabile a tutti i contratti con la clientela, includendo i lavori in corso su commessa, e dunque sostituirà gli attuali IAS 18 – Ricavi e IAS 11 – Commesse a lungo termine e tutte le relative interpretazioni. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente i seguenti criteri:
 - (i) le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
 - (ii) i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;

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

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

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

Il principio in oggetto è stato oggetto di successiva modifica in data 12 aprile 2016; la modifica, applicabile sempre a decorrere dal 1° gennaio 2018, ha la finalità di chiarire le linee guida per l'identificazione di una obbligazione a vendere un bene o a prestare uno o più servizi e intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla contabilizzazione di licenze riferite a proprietà intellettuali;

- IFRS 16 “*Leasing*”: il presente principio sostituisce lo IAS 17 e stabilisce i criteri per la rilevazione, valutazione e presentazione dei contratti di *leasing*. L'IFRS 16 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019, ma è consentita adozione anticipata per le entità che applicano anche l'IFRS 15;
- IAS 7 “Informazioni integrative in bilancio sugli strumenti finanziari”: la modifica al principio, applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2017, è stata emessa dallo IASB in data 29 gennaio 2016 e richiede che un'entità dia un'informativa che consenta agli utilizzatori del bilancio di valutare le variazioni delle passività che scaturiscano da attività finanziarie;
- IAS 12 “Imposte sul reddito”: in data 19 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato alcune modifiche che mirano a chiarire come contabilizzare le attività fiscali differite relative a strumenti di debito misurati al *fair value*. Le modifiche sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2017;
- IFRS 4 “Contratti assicurativi”: la modifica emessa dallo IASB in data 12 settembre 2016 disciplina gli effetti derivanti dall'applicazione del principio in oggetto unitamente a quelli legati all'adozione dell'IFRS 9 “Strumenti finanziari” nei bilanci delle società emittenti contratti assicurativi. Tale emendamento è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2018.

Area di consolidamento

Il Resoconto del Gruppo A2A al 30 settembre 2016 include i dati della capogruppo A2A S.p.A. e quelli delle società controllate sulle quali A2A S.p.A. esercita direttamente o indirettamente il controllo anche quando la quota posseduta è inferiore al 50%. Sono altresì consolidate, con il metodo del Patrimonio netto, le società sulle quali la capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci (*joint ventures*) e quelle sulle quali esercita un'influenza notevole.

Per effetto dell'acquisto da parte di Aprica S.p.A., avvenuto il 20 aprile 2016, del 64% della partecipazione in LA BI.CO DUE S.r.l., società attiva nei servizi di igiene urbana nella Provincia di Brescia, quest'ultima al 30 settembre 2016 è stata consolidata integralmente. Come consentito dagli IFRS, nel Resoconto al 30 settembre 2016 l'operazione è stata contabilizzata in via provvisoria imputando integralmente la differenza tra prezzo pagato e frazione di competenza del Patrimonio netto di LA BI.CO DUE S.r.l. nel mese di aprile alla voce Avviamento. Entro la fine dell'esercizio 2016 si procederà alla *Purchase Price Allocation* sulla base di quanto richiesto dall'IFRS 3.

In data 20 luglio A2A Ambiente S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del 100% di RI.ECO-RESMAL, Gruppo attivo nei servizi raccolta, selezione e recupero di rifiuti nell'*hinterland* milanese; quest'ultimo al 30 settembre 2016 è stato consolidato con il metodo integrale e nel Resoconto al 30 settembre 2016 l'operazione è stata contabilizzata in via provvisoria imputando integralmente la differenza tra prezzo pagato e frazione di competenza del Patrimonio netto di RI.ECO-RESMAL nel mese di luglio alla voce Avviamento. A fine esercizio si procederà alla *Purchase Price Allocation* sulla base di quanto richiesto dall'IFRS 3.

Per effetto dell'acquisto da parte di A2A S.p.A., perfezionato in data 5 agosto 2016, del 51% della partecipazione nella *multiutility* lombarda LGH, quest'ultima al 30 settembre 2016 è stata consolidata integralmente. Come consentito dagli IFRS, nel Resoconto al 30 settembre 2016 l'operazione è stata contabilizzata in via provvisoria imputando integralmente la differenza tra prezzo pagato e frazione di competenza del Patrimonio netto di LGH alla data di primo consolidamento alla voce Avviamento. A fine esercizio il Gruppo procederà alla *Purchase Price Allocation* sulla base di quanto richiesto dall'IFRS 3.

Per maggiori dettagli in merito all'attività di *Purchase Price Allocation* prevista dall'IFRS 3 si rimanda al paragrafo "Altre informazioni" del presente fascicolo.

Criteri e procedure di consolidamento

Criteri di consolidamento

Società controllate

Sono controllate le società in cui la capogruppo A2A S.p.A. esercita il controllo e quelle in cui ha il potere, così come definito dall'IFRS 10, di determinare direttamente o indirettamente le politiche finanziarie ed operative al fine di ottenere benefici dalle loro attività. Le imprese controllate vengono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente acquisito dal Gruppo e cessano di essere consolidate integralmente dalla data in cui il controllo viene ceduto a società esterne al Gruppo.

Società collegate, *joint ventures* e Attività a controllo congiunto

Le partecipazioni in società collegate, nelle quali cioè il Gruppo A2A detiene una partecipazione rilevante ed è in grado di esercitare un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del Patrimonio netto. Gli utili o le perdite di competenza del Gruppo sono riconosciuti nel bilancio dalla data in cui ha avuto inizio l'influenza notevole o il controllo congiunto sulla società.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore di carico della partecipazione, quest'ultimo è annullato e l'eventuale eccedenza è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata a coprire le sue perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto.

L'adozione del principio IFRS 11 da parte del Gruppo richiede una nuova classificazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto tra partecipazioni in *joint ventures* (se il Gruppo vanta diritti sulle attività nette dell'accordo) e "Attività a controllo congiunto" (se il Gruppo ha diritti sulle attività e obblighi sulle passività relative all'accordo).

Le partecipazioni del Gruppo che sono considerate *joint ventures* ai sensi dell'IFRS 11 sono contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto mentre con riferimento alle partecipazioni classificate come "Attività a controllo congiunto" il principio in oggetto prevede che il Gruppo

riconosca in bilancio la sua quota di attività, passività, costi e ricavi anziché applicare il metodo del Patrimonio netto.

Si segnala che il Gruppo A2A non detiene “Attività a controllo congiunto” e, pertanto, l’adozione del nuovo principio non ha avuto effetti sul Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016.

Diritti di voto potenziali

Qualora il Gruppo A2A detenga delle opzioni di acquisto (*Call*) su azioni o strumenti rappresentativi di capitale (*Warrant*) che sono convertibili in azioni ordinarie, o altri strumenti simili che hanno la potenzialità, se esercitati o convertiti, di dare al Gruppo diritti di voto o ridurre i diritti di voto di terzi (“diritti di voto potenziali”), tali diritti di voto potenziali sono presi in considerazione al fine di valutare se il Gruppo abbia il potere o meno di governare o influenzare le politiche finanziarie e gestionali di un’altra società.

Trattamento delle opzioni *put* su azioni di imprese controllate

A livello generale lo IAS 32, paragrafo 23, stabilisce che un contratto che contiene un’obbligazione per un’entità di acquisire azioni per cassa o a fronte di altre attività finanziarie, dà luogo a una passività finanziaria per il valore attuale del prezzo di esercizio dell’opzione.

Pertanto, qualora l’entità non abbia il diritto incondizionato a evitare la consegna di cassa o di altri strumenti finanziari al momento dell’eventuale esercizio di una opzione *put* su azioni d’imprese controllate, si deve procedere all’iscrizione del debito.

In assenza di specifiche indicazioni da parte dei principi contabili di riferimento, il Gruppo A2A: (i) considera già acquisite dal Gruppo le azioni oggetto di opzioni *put*, anche nei casi in cui restino in capo ai soci terzi i rischi e i benefici connessi alla proprietà delle azioni e continuino a rimanere esposti al rischio di *equity*; (ii) iscrive in contropartita delle riserve di Patrimonio netto il debito derivante dal sorgere dell’obbligazione e le eventuali successive variazioni dello stesso non dipendenti dal semplice trascorrere del tempo (*unwinding* dell’attualizzazione del prezzo d’esercizio); (iii) imputa queste ultime a Conto economico.

Effetti sulle procedure di consolidamento di alcuni contratti aventi ad oggetto azioni/quote di società del Gruppo

a) Clausole di *earn-out* e *earn-in* sul prezzo di acquisto delle azioni di LGH S.p.A.

L'acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH S.p.A. da parte di A2A S.p.A. è stata perfezionata in data 5 agosto 2016 ad un controvalore pari a 98,9 milioni di euro, corrisposti per 51,7 milioni di euro in denaro e in azioni proprie di A2A S.p.A. per un controvalore di 47,2 milioni di euro, di cui 37,2 milioni di euro relativi ad azioni acquistate nel corso del primo semestre 2016 e 10 milioni di euro riferiti ad azioni proprie già detenute in portafoglio al 31 dicembre 2015. Il controvalore dell'operazione include 9,6 milioni di euro, versati da A2A S.p.A. ai soci di minoranza di LGH S.p.A., legati a specifiche clausole di *earn-in* fissate in sede di *closing* dell'operazione.

Sulla base degli accordi contrattuali sottoscritti da A2A S.p.A. con i soci di minoranza di LGH S.p.A., è stato pattuito che A2A S.p.A., entro il terzo anno a decorrere dalla data del *closing* dell'operazione, all'avverarsi di precise condizioni, procederà a versare fino ad un massimo di 13,9 milioni di euro inclusi nel controvalore dell'acquisizione di LGH S.p.A. pari a 112,8 milioni di euro, regolati da specifiche e ben identificate clausole di *earn-out*.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D del IFRS 3 ha contabilizzato le rettifiche di costo pari a 13,9 milioni di euro tra i debiti a lungo termine, con contropartita il valore della partecipazione, a fronte dell'esborso che procederà a versare ai soci di minoranza di LGH S.p.A. all'avverarsi delle condizioni previste in sede contrattuale, in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche sono ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

b) Opzioni *put* relative alle quote detenute dall'azionista di minoranza di LA BI.CO DUE S.r.l.

Aprica S.p.A. ha acquisito nel primo semestre 2016 il 64% delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l..

Per effetto del patto parasociale sottoscritto tra Aprica S.p.A. e Ecoimmobiliare S.r.l., quest'ultima detiene la facoltà, ma non l'obbligo, di vendere (opzione *put*) ad Aprica S.p.A. la propria quota di partecipazione in LA BI.CO DUE S.r.l., pari al 36%.

L'esercizio di tale opzione da parte di Ecoimmobiliare S.r.l. potrà essere effettuato a decorrere dal 1° aprile 2021 ed entro, e non oltre, il 30 giugno 2021; trascorso il periodo di opzione, qualora Ecoimmobiliare S.r.l. non eserciti l'opzione di vendita, Aprica S.p.A. avrà il diritto di acquistare la partecipazione di Ecoimmobiliare S.r.l. in LA BI.CO DUE S.r.l..

Il Gruppo conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32 ha contabilizzato tra i debiti con contropartita Patrimonio netto il valore attuale dell'esborso stimato, in 0,3 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

Si precisa che tale opzione è stata valorizzata in base alle condizioni contrattualmente previste.

c) Aggiustamento del prezzo di acquisto delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l.

Il corrispettivo versato da Aprica S.p.A. a fronte dell'acquisizione del 64% delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l. è soggetto ad una clausola di aggiustamento, basata sia sulla posizione finanziaria netta sia sulla redditività di LA BI.CO DUE S.r.l., legata all'aggiudicazione e al prolungamento di alcune convenzioni nei comuni della Provincia di Brescia.

d) *Earn-out* sull'acquisto delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l.

Il contratto di acquisizione del 64% del capitale sociale di LA BI.CO DUE S.r.l. da parte di Aprica S.p.A. prevede tra l'altro un *earn-out* che Aprica S.p.A. sarà tenuta a versare in caso di raggiungimento di prefissati livelli di redditività e all'aggiudicazione e al prolungamento di alcune convenzioni nei comuni della Provincia di Brescia.

e) Aggiustamento del prezzo di acquisto del Gruppo RI.ECO-RESMAL

Il corrispettivo versato da A2A Ambiente S.p.A. a fronte dell'acquisizione dell'intero perimetro RI.ECO-RESMAL è soggetto ad una clausola di aggiustamento, basata sia sulla posizione finanziaria netta sia sull'ammontare degli investimenti, il superamento della cui soglia è stata prevista contrattualmente, sostenuti dalle società oggetto di acquisizione ad incremento della produttività tra il 2015 e la data del *closing* dell'operazione.

f) *Earn-in* sul prezzo di acquisto del Gruppo RI.ECO-RESMAL

Gli accordi contrattuali che regolano l'acquisizione del Gruppo RI.ECO-RESMAL prevedono, tra l'altro, una clausola di *earn-in* in favore di A2A Ambiente S.p.A., legata sia ad un eventuale mancato rinnovo della concessione dell'impianto di Cernusco per cause non imputabili ad A2A Ambiente S.p.A., sia ad eventuali esborsi ed oneri sostenuti da RESMAL S.r.l. per l'ottenimento del rinnovo della concessione stessa. Tale clausola avrà un eventuale effetto a decorrere dal terzo anno e, non oltre, il quinto anno dal *closing* dell'operazione.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D del IFRS 3 ha considerato la somma pagata a titolo di *earn-in* quale valore della partecipazione in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche non sono ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

Procedure di consolidamento

Procedura generale

I bilanci delle controllate, collegate e *joint ventures* consolidate dal Gruppo A2A sono redatti adottando, per ogni chiusura contabile, gli stessi principi contabili della capogruppo. Eventuali rettifiche vengono apportate in fase di consolidamento in modo da rendere omogenee le voci che sono interessate dall'applicazione di principi contabili differenti. Tutti i rapporti e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili non realizzati derivanti da rapporti intrattenuti tra società del Gruppo, sono completamente eliminati.

Nella preparazione del Resoconto vengono assunte linea per linea le attività, le passività, nonché i costi e i ricavi delle imprese consolidate nel loro ammontare complessivo, attribuendo ai soci di minoranza in apposite voci della Situazione patrimoniale-finanziaria e del Conto economico la quota del Patrimonio netto e del risultato del periodo di loro spettanza.

Il valore contabile della partecipazione in ciascuna delle controllate è eliminato a fronte della corrispondente quota di Patrimonio netto comprensiva degli eventuali adeguamenti al *fair value* alla data di acquisizione; la differenza emergente è trattata ai sensi dell'IFRS 3.

Le operazioni con soci di minoranza che non comportano la perdita del controllo in imprese consolidate sono trattate secondo l'approccio dell'entità economica (*economic entity view*).

Adozione del principio contabile internazionale IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese”

A partire dal 2014 il Gruppo A2A ha adottato, tra l'altro, le disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese”, emanato dallo IASB nel 2011 e omologato dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012.

Sulla base di quanto disposto al paragrafo 7 e seguenti del principio in esame, il Gruppo ha provveduto a fornire l'informativa sulle valutazioni e sulle assunzioni significative adottate per stabilire:

- (i) che la capogruppo detiene il controllo di un'altra entità ai sensi dell'IFRS 10;
- (ii) conformemente con l'IFRS 11, il tipo di accordo a controllo congiunto (attività a controllo congiunto o *joint venture*) allorché l'accordo sia stato strutturato attraverso un veicolo separato;
- (iii) che la capogruppo esercita un'influenza notevole su un'altra entità (partecipazioni in imprese collegate).

Partecipazione detenuta in EPCG (IFRS 10)

Il Gruppo A2A ha definito l'esistenza dei requisiti dell'IFRS 10 per quanto attiene il consolidamento della partecipazione detenuta in EPCG, società montenegrina attiva nel mercato della produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

In particolare il Gruppo consolida integralmente la società EPCG di cui detiene il 41,75% del Capitale sociale.

Pur non detenendo la maggioranza dei voti esercitabili in assemblea, la società è considerata controllata, poiché la capogruppo A2A S.p.A. con la nomina delle figure manageriali principali e la definizione di alcune materie riservate su argomenti importanti per la vita societaria di EPCG ha di fatto il controllo, applicando effettivamente quanto previsto nell'accordo d'acquisto, ossia avendo la possibilità di gestire la società in modo sostanziale.

Nel mese di luglio il Gruppo A2A e lo Stato del Montenegro hanno raggiunto un accordo per la firma dei nuovi Patti Parasociali per la gestione della società montenegrina EPCG, con durata fino al 31 dicembre 2016.

L'adozione dell'IFRS 10 non ha avuto effetti sul metodo di consolidamento della partecipazione in EPCG, poiché A2A S.p.A. ne detiene il controllo in quanto "è esposta, ovvero ha diritto, a risultati variabili derivanti dal proprio coinvolgimento nell'entità ed è in grado di influenzare tali risultati attraverso il proprio potere sull'entità stessa".

Partecipazioni detenute in *joint ventures* (IFRS 11): Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A.

L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le *joint operations* e le *joint ventures*, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio.

L'impatto più significativo del nuovo principio è rappresentato dal fatto che alcune entità controllate congiuntamente da A2A, fino ad oggi valutate con il metodo del Patrimonio netto, potrebbero rientrare nella definizione di accordo a controllo congiunto (*joint operations*) in base alle disposizioni dell'IFRS 11. Il trattamento contabile di tale tipologia di accordo a controllo congiunto prevede la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti ad A2A, indipendentemente dall'interessenza partecipativa posseduta.

Con particolare riferimento alle partecipazioni detenute in due società a controllo congiunto operanti nella *Business Unit* Generazione e *Trading*, Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A., il

Gruppo A2A ha ritenuto che le stesse rientrano, in quanto a forma giuridica e natura degli accordi contrattuali, nella categoria “*joint venture*”.

In particolare per quanto attiene la partecipazione detenuta in PremiumGas S.p.A. il Gruppo vanta diritti esclusivamente legati ai risultati conseguiti dalla società; la sua attività non è finalizzata esclusivamente alla commercializzazione di gas nei confronti di società appartenenti al Gruppo, garantendo pertanto la propria continuità indipendentemente dai rapporti commerciali in essere con il Gruppo stesso.

In riferimento alla partecipazione in Ergosud S.p.A. si segnala che pur in presenza di un contratto di *Tolling* la partecipata potrebbe disacciare l'energia autonomamente garantendo la propria continuità aziendale anche al termine del contratto stesso. Si precisa inoltre che il Gruppo A2A non procede alla nomina di figure direttive rilevanti della società.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate il Gruppo A2A ha valutato le partecipazioni con il metodo del Patrimonio netto in continuità con quanto già effettuato nei precedenti esercizi.

Procedura di consolidamento delle attività e passività detenute per la vendita (IFRS 5)

Nel solo caso di valori particolarmente significativi ed esclusivamente in relazione alle attività e passività non correnti detenute per la vendita, in ottemperanza a quanto richiesto dall'IFRS 5 i crediti e debiti finanziari verso le altre società del Gruppo (rapporti infragruppo) non vengono eliminati, in modo da evidenziare chiaramente l'impatto finanziario dell'eventuale possibile dismissione.

Ultimi dati di sintesi disponibili delle *joint ventures* (consolidate ad equity)

Dati di sintesi al 30 settembre 2016 <i>Milioni di euro</i>	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50% dati al 30 06 2016
CONTO ECONOMICO			
Ricavi di vendita	0,1	24,7	6,1
Margine operativo lordo	(0,2)	0,4	0,6
<i>% sui ricavi netti</i>	(200,0%)	1,4%	9,1%
Ammortamenti e svalutazioni	(0,4)	-	(0,1)
Risultato operativo netto	(0,6)	0,4	0,5
Risultato del periodo	(0,4)	0,3	0,3
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA			
Totale attività	3,0	6,8	6,1
Patrimonio netto	(0,9)	2,9	1,6
(Indebitamento) finanziario netto	(0,3)	0,3	3,5

Dati di sintesi al 30 settembre 2015 <i>Milioni di euro</i>	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50% dati al 30 06 2015
CONTO ECONOMICO			
Ricavi di vendita	0,3	-	6,4
Margine operativo lordo	-	(0,4)	0,5
<i>% sui ricavi netti</i>	0,0%	n.s.	7,8%
Ammortamenti e svalutazioni	(0,6)	-	(0,1)
Risultato operativo netto	0,7	(0,4)	0,4
Risultato del periodo	0,5	(0,3)	0,3
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA			
Totale attività	3,5	4,8	6,3
Patrimonio netto	(0,5)	3,0	1,5
(Indebitamento) finanziario netto	0,2	0,2	3,0

Stagionalità dell'attività

Si segnala che per la tipologia delle attività tipiche del Gruppo i risultati infrannuali possono presentare variazioni dovute all'andamento climatico del periodo.

Al riguardo si rinvia ai commenti sugli andamenti per *Business Unit* riportati nel seguito.

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	
Ricavi	1.834	2.030	970	974	611	604	
- di cui intersettoriali	478	518	36	32	63	59	
Costi per il personale	69	68	20	18	193	192	
Margine Operativo Lordo	273	291	100	78	174	161	
% sui Ricavi	14,9%	14,3%	10,3%	8,0%	28,5%	26,7%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(147)	(127)	(13)	(13)	(62)	(50)	
Risultato operativo netto	126	164	87	65	112	111	
% sui Ricavi	6,9%	8,1%	9,0%	6,7%	18,3%	18,4%	
Risultato da transazioni non ricorrenti							
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria							
Risultato al lordo delle 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 del periodo di pertinenza del Gruppo							
Investimenti lordi ⁽¹⁾	14	36	3	2	42	37	

(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.

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 30 settembre 2015 e i dati patrimoniali al 31 dicembre 2015 della *Business Unit Reti e della Business Unit Calore e Servizi* sono stati aggregati nella nuova *Business Unit Reti e Calore*.

	Reti e Calore		Estero		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15	01 01 16 30 09 16	01 01 15 30 09 15
	673	666	167	181	136	131	(909)	(948)	3.482	3.638
	209	218	-	-	123	121	(909)	(948)		
	78	87	33	34	71	64			464	463
	293	253	48	43	(16)	(12)			872	814
	43,5%	38,0%	28,7%	23,8%	(11,8%)	(9,2%)			25,0%	22,4%
	(93)	(90)	(21)	(26)	(12)	(54)			(348)	(360)
	200	163	27	17	(28)	(66)			524	454
	29,7%	24,5%	16,2%	9,4%	(20,6%)	(50,4%)			15,0%	12,5%
									52	(1)
									(92)	(107)
									484	346
									(145)	(97)
									339	249
									1	-
									(17)	(12)
									323	237
	130	113	16	16	7	4	-	-	212	208

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	3° trim. 2016	3° trim. 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015	
Ricavi	609	649	301	275	208	198	
- di cui intersettoriali	109	101	13	8	16	16	
Costi per il personale	22	22	8	5	63	64	
Margine Operativo Lordo	103	99	27	24	55	51	
% sui Ricavi	16,9%	15,3%	9,0%	8,7%	26,4%	25,8%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(47)	(45)	(4)	(5)	(21)	(18)	
Risultato operativo netto	56	54	23	19	34	33	
% sui Ricavi	9,2%	8,3%	7,6%	6,9%	16,3%	16,7%	
Investimenti lordi	6	8	1	1	14	14	

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	30 09 16	31 12 15	30 09 16	31 12 15	30 09 16	31 12 15	
Immobilizzazioni materiali	2.320	2.381	3	2	627	437	
Immobilizzazioni immateriali	72	75	75	63	81	12	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	723	735	521	547	399	284	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	655	782	357	360	287	233	

	Reti e Calore		Estero		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	3° trim. 2016	3° trim. 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015	3° trim. 2016	3° trim. 2015
	174	175	56	63	47	42	(236)	(231)	1.159	1.171
	56	66	-	-	42	40	(236)	(231)		
	25	27	11	11	24	20	-	-	153	149
	66	70	13	11	(6)	(3)			258	252
	37,9%	40,0%	23,2%	17,5%	(12,8%)	(7,1%)			22,3%	21,5%
	(33)	(30)	(6)	(9)	(3)	(5)			(114)	(112)
	33	40	7	2	(9)	(8)			144	140
	19,0%	22,9%	12,5%	3,2%	(19,1%)	(19,0%)			12,4%	12,0%
	53	42	6	9	3	1	-	-	83	75

	Reti e Calore		Estero		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	30 09 16	31 12 15	30 09 16	31 12 15	30 09 16	31 12 15	30 09 16	31 12 15	30 09 16	31 12 15
	1.690	1.590	564	568	189	184	(91)	(95)	5.302	5.067
	1.605	1.357	2	3	53	52	(204)	(214)	1.684	1.348
	341	347	251	237	157	72	(451)	(566)	1.941	1.656
	324	287	30	37	793	733	(452)	(570)	1.994	1.862

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 settembre 2016 è variato rispetto al 31 dicembre 2015 per le seguenti operazioni:

- al 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.) in applicazione dell’atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015. Al 31 dicembre 2015 le attività e le passività di Edipower S.p.A. relative a tale operazione erano state riclassificate, trattandosi di un’operazione considerata come *disposal group* ai sensi dell’IFRS 5, alle voci “Attività non correnti destinate alla vendita” e “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita”;
- il 20 aprile 2016 Aprica S.p.A. ha acquistato il 64% della partecipazione in LA BI.CO DUE S.r.l., società operante nei servizi di igiene urbana nella Provincia di Brescia, quest’ultima dal mese di aprile è stata consolidata integralmente;
- il 20 luglio 2016 A2A Ambiente S.p.A. ha acquistato il 100% del Gruppo RI.ECO-RESMAL, operante nella raccolta, selezione e recupero di rifiuti speciali non pericolosi come plastica, biomasse e carta da macero nell’*hinterland* milanese, quest’ultimo dal mese di agosto è stato consolidato integralmente;
- nel mese di agosto 2016 A2A, AEM Cremona, ASM Pavia, ASTEM Lodi, Cogeme e SCS Crema hanno perfezionato l’operazione di *partnership* industriale prevista dal contratto sottoscritto il 4 marzo 2016, mediante l’acquisto, da parte di A2A, di una quota pari al 51% del capitale sociale di LGH società operante nelle attività ambientali, nella distribuzione e vendita di energia elettrica e gas, quest’ultima dal mese di agosto è stata consolidata integralmente.

Per le poste interessate dal primo consolidamento di LA BI.CO DUE S.r.l., Gruppo RI.ECO-RESMAL e Gruppo LGH è stato evidenziato l’effetto in una specifica colonna “Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016”.

ATTIVITÀ

Attività non correnti

1) Immobilizzazioni materiali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. Acquisiz. 2016	Variazioni del periodo						Valore al 30 09 2016
			Investim.	Altre variazioni	Dismis- sioni e cessioni	Svaluta- zioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Terreni	266	15		(44)				(44)	237
Fabbricati	913	57	4	(87)	(2)		(29)	(114)	856
Impianti e macchinari	3.608	222	53	198	(2)	(1)	(207)	41	3.871
Attrezzature industriali e commerciali	24	8	5				(5)		32
Altri beni	56	7	11	8			(12)	7	70
Discariche	23	3		18			(6)	12	38
Immobilizzazioni in corso e acconti	103	19	53	(64)				(11)	111
Migliorie su beni di terzi	72	1	13	1	(2)		(6)	6	79
Beni in leasing	2	7					(1)	(1)	8
Totale	5.067	339	139	30	(6)	(1)	(266)	(104)	5.302
di cui:									
Costo storico	9.838	339	139	30	(52)			117	10.294
Fondo ammortamento	(4.253)				46		(266)	(220)	(4.473)
Svalutazioni	(518)					(1)		(1)	(519)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 30 settembre 2016 sono pari a 5.302 milioni di euro (5.067 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e comprendono l’effetto del primo consolidamento relativo all’acquisizione del Gruppo LGH, del Gruppo RI.ECO-RESMAL e di LA BI.CO DUE S.r.l. per complessivi 339 milioni di euro.

Le variazioni del periodo, al netto dell’effetto di cui sopra, registrano un decremento pari a 104 milioni di euro così composto:

- incremento di 139 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- incremento di 30 milioni di euro per altre variazioni che riguardano principalmente gli incrementi del fondo *decommissioning* e dei fondi spese chiusura e post-chiusura discariche a seguito dell’effetto dell’aggiornamento dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;
- decremento di 6 milioni di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- decremento di 1 milione di euro per svalutazioni del periodo relative all’impianto di Brindisi;
- riduzione di 266 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Reti e Calore gli investimenti sono risultati pari a 65 milioni di euro ed hanno principalmente riguardato: per 34 milioni di euro interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione e l'installazione dei nuovi contatori elettronici, per 5 milioni di euro il piano di efficientamento per l'illuminazione pubblica di Milano e Bergamo, per 22 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese, per 3 milioni di euro relativi ad investimenti del Gruppo LGH, nonché 1 milione di euro investimenti sulla rete di trasporto del gas;
- per la *Business Unit* Ambiente gli investimenti di 41 milioni di euro si riferiscono: per 22 milioni di euro principalmente ad interventi sugli impianti di Silla 2, Brescia, Lacchiarella, Robassomero, Acerra, Caivano, Corteolona, Varese nonché all'acquisizione del fabbricato di Lograto; per 13 milioni di euro all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta di rifiuti e per 5 milioni di euro all'acquisizione di attrezzature per la raccolta; per 1 milione di euro investimenti del Gruppo LGH;
- per la *Business Unit* Generazione e *Trading* l'incremento è stato di 13 milioni di euro e ha riguardato per 5 milioni di euro gli investimenti sulle centrali dei nuclei Valtellina, Calabria, Mese e Udine; per 8 milioni di euro lavori principalmente sulle centrali di Monfalcone, Chivasso, Piacenza e Cassano d'Adda;
- per la *Business Unit* Estero (EPCG) l'incremento è stato di 16 milioni di euro;
- per la *Business Unit* Altri Servizi e *Corporate* gli investimenti sono pari a 4 milioni di euro.

Tra le immobilizzazioni materiali sono compresi “Beni acquistati in *leasing*” per complessivi 8 milioni di euro, iscritti con la metodologia prevista dallo IAS 17 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 settembre 2016, risulta pari a 8 milioni di euro.

2) Immobilizzazioni immateriali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. Acquisiz. 2016	Variazioni del periodo						Valore al 30 09 2016
			Investim.	Ric./Altre variazioni	Smobiliz./ cessioni	Svaluta- zioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	26		2	1			(10)	(7)	19
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	799	182	49	11	(1)		(27)	32	1.013
Immobilizzazioni in corso	20	14	19	(13)		(3)		3	37
Altre immobilizzazioni immateriali	21	7		(7)			(1)	(8)	20
Avviamento	482	113						-	595
Totale	1.348	316	70	(8)	(1)	(3)	(38)	20	1.684

Le “Immobilizzazioni immateriali” al 30 settembre 2016 sono pari a 1.684 milioni di euro (1.348 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e comprendono l’effetto del primo consolidamento relativo all’acquisizione del Gruppo LGH, del Gruppo RI.ECO-RESMAL e di LA BI.CO DUE S.r.l. per complessivi 316 milioni di euro.

Si segnala che, in applicazione dell’IFRIC 12, a partire dall’esercizio 2010 le immobilizzazioni immateriali comprendono anche il valore dei beni in concessione relativi alla distribuzione gas e al ciclo idrico integrato, nonché gli impianti di teleriscaldamento di Varese Risorse.

Il Gruppo dispone di certificati ambientali ricevuti a titolo gratuito come meglio specificato nella sezione “Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A” ai paragrafi “Incentivi alla produzione da rinnovabili e conversione del Certificato Verde in tariffa” (*Business Unit* Generazione e *Trading*) e “Certificati Bianchi e incentivi al teleriscaldamento” (*Business Unit* Reti e Calore).

Le variazioni del periodo, al netto dell’effetto di cui sopra, registrano un incremento pari a 20 milioni di euro così composto:

- incremento di 70 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- decremento di 8 milioni di euro per altre variazioni dovute principalmente alla variazione dei certificati ambientali del portafoglio industriale;
- decremento di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- decremento di 3 milioni di euro per svalutazioni del periodo a seguito abbandono progetto “Centralizzazione Depuratore Verziano”;
- riduzione di 38 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti delle immobilizzazioni immateriali risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Reti e Calore gli investimenti pari a 62 milioni di euro sono dovuti: ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell’area distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione per 39 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell’acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 16 milioni di euro, ad implementazione di sistemi informativi per 5 milioni di euro; per 2 milioni di euro a investimenti del Gruppo LGH;
- per la *Business Unit* Altri Servizi e *Corporate* gli investimenti sono pari a 3 milioni di euro e riguardano principalmente l’implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit* Commerciale l’incremento è pari a 3 milioni di euro e riguarda principalmente l’implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit* Ambiente l’incremento è pari a 1 milione di euro;
- per la *Business Unit* Generazione e *Trading* gli investimenti sono pari a 1 milione di euro.

La voce “Altre immobilizzazioni immateriali” accoglie anche il valore delle *Customer list* riferite alle acquisizioni di portafogli clienti effettuate dalle società del Gruppo. Tali valori vengono ammortizzati in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri. In particolare l’importo presente in bilancio, pari a 2 milioni di euro, è riconducibile al valore corrisposto nei passati esercizi da società controllate, relativo ad una porzione delle reti e dei clienti della provincia di Brescia ed alla valorizzazione del portafoglio clienti della controllata Aspem Energia S.r.l..

Avviamento

L’avviamento al 30 settembre 2016 ammonta a 595 milioni di euro:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo				Valore al 30 09 2016
		Invest./primo consolid. acquis. 2016	Altre variazioni	Svalutazioni	Totale variazioni	
Avviamento	482	113	-	-	113	595
Totale	482	113	-	-	113	595

L’“Avviamento” al 30 settembre 2016 è riconducibile alle seguenti CGU:

CGU - Milioni di euro	
Reti elettriche	184
Ambiente	232
Reti gas	38
Gas	7
Calore	21
Gruppo LGH	90
Acquisizioni 2016	23
Totale avviamento al 30 settembre 2016	595

L’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 ha portato un incremento complessivo pari a 113 milioni di euro di cui 90 milioni di euro già presenti nel sub consolidato del Gruppo LGH, mentre il primo consolidamento del Gruppo LGH (8 milioni di euro), del Gruppo RI.ECO-RESMAL (15 milioni di euro) e della società LA BI.CO DUE S.r.l. (valore inferiore al milione di euro) ha comportato l’iscrizione in via provvisoria di un avviamento per un valore complessivo pari a 23 milioni di euro, come meglio descritto al paragrafo “Altre informazioni/3) Operazioni IFRS 3 Revised”.

Le operazioni sopra elencate sono classificabili come *business combination* ai sensi del principio internazionale IFRS 3 revised “Aggregazioni aziendali”; pertanto il Gruppo ha proceduto a consolidare integralmente le società, mediante l’applicazione dell’*acquisition method* previsto dall’IFRS 3 revised.

L'IFRS 3 *revised* stabilisce che tutte le aggregazioni aziendali devono essere contabilizzate applicando il metodo dell'acquisto. L'acquirente, pertanto, rileva tutte le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisto ai relativi *fair value* alla data di acquisizione ed evidenzia l'eventuale iscrizione di un avviamento.

Successivamente all'iscrizione provvisoria dell'avviamento il Gruppo ha avviato il processo di *Purchase Price Allocation* che comporta una analisi finalizzata all'allocazione del maggior valore corrisposto in sede di acquisizione, dato dalla differenza tra il *fair value* delle attività e passività acquisite e il Patrimonio netto della società acquisita. L'analisi ha lo scopo di identificare le attività materiali ed immateriali sulle quali allocare il maggior valore corrisposto, in funzione dei flussi finanziari che si ritiene tali attività genereranno nel corso della loro vita utile. Qualora non ricorrano i presupposti per l'allocazione sugli asset, il maggior valore verrà interamente imputato ad avviamento e sarà sottoposto almeno una volta all'anno ad *Impairment Test*.

Il Gruppo, pur essendo stabilito dall'IFRS 3 che la *Purchase Price Allocation* venga conclusa entro 12 mesi dalla data di acquisizione, prevede che completerà tale attività entro la fine del corrente esercizio.

Di seguito si riporta il dettaglio della voce "Avviamento" del sub consolidato del Gruppo LGH:

CGU - Milioni di euro	
Linea Group Holding	3
Linea Più	6
Linea Ambiente	40
Linea Reti e Impianti	5
Linea Gestioni	7
Linea Energia	17
Linea Com	2
Greenambiente	10
Totale avviamento al 30 settembre 2016	90

In riferimento all'"Avviamento" già iscritto al 31 dicembre 2015 dal Gruppo AzA, nel periodo in esame il *management* ha svolto un'attenta analisi dei risultati raggiunti rispetto al piano considerando anche le assunzioni e le risultanze del processo di *impairment* svolto per il bilancio 2015. Tali analisi non hanno evidenziato elementi tali da dover considerare probabili materiali e durature perdite di valore degli assets, oltre a quanto recepito nel bilancio 2015; conseguentemente il Gruppo non ha ritenuto necessario eseguire uno specifico *impairment test* al 30 settembre 2016.

L'*impairment test* viene eseguito comunque almeno annualmente.

3) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	68	4	3	75	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	69	28	(20)	77	57	64
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	137	32	(17)	152	57	64

La tabella seguente evidenzia il dettaglio delle variazioni:

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto - Milioni di euro	Totale
Valore al 31 dicembre 2015	68
Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	4
Variazioni del periodo:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	
- valutazioni a Patrimonio netto	4
- svalutazioni	
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad equity	(1)
- cessioni	
- altre variazioni	
- riclassificazioni	
Totale variazioni del periodo	3
Valore al 30 settembre 2016	75

La variazione intervenuta nelle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto”, riguarda per 4 milioni di euro l’effetto positivo del primo consolidamento del Gruppo LGH, per 4 milioni di euro la valutazione positiva a Patrimonio netto principalmente della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e per 1 milione di euro la variazione negativa derivante dall’incasso di dividendi.

Il dettaglio delle partecipazioni è riportato nell’allegato n. 2 “Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto”.

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 30 settembre 2016 un saldo di 77 milioni di euro, con un incremento netto pari a 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. L’effetto del primo consolidamento relativo alle acquisizioni 2016 ha portato una variazione positiva pari a 28 milioni di euro, mentre le variazioni del periodo presentano un decremento pari a 20 milioni di euro. Tali attività si riferiscono per 64 milioni di euro a crediti finanziari a medio/lungo termine di cui 13 milioni di euro relativi al Gruppo LGH, costituiti principalmente dalla quota non corrente di crediti finanziari verso Soci di minoranza e terzi, e 51 milioni di euro

relativi a crediti finanziari per depositi a medio/lungo termine principalmente della controllata EPCG, nonché per 13 milioni di euro a partecipazioni in altre imprese, compreso l’effetto del primo consolidamento del Gruppo LGH per 5 milioni di euro, per il cui dettaglio si rimanda all’allegato n. 3 “Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita”.

4) Attività per imposte anticipate

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Attività per imposte anticipate	308	9	(34)	283

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 283 milioni di euro (308 milioni di euro al 31 dicembre 2015), la variazione positiva relativa all’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni del 2016 è pari a 9 milioni di euro. La voce accoglie l’effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali. Si ritiene probabile la recuperabilità delle “Attività per imposte anticipate” iscritte in bilancio, in quanto i piani futuri prevedono redditi imponibili sufficienti per l’utilizzo delle attività fiscali differite.

I valori al 30 settembre 2016 relativi alle attività per imposte anticipate/passività per imposte differite sono stati esposti al netto (cd. “*Offsetting*”) in applicazione dello IAS 12.

Si indicano di seguito, in apposita tabella, le principali attività e passività per imposte anticipate/differite.

Milioni di euro	Bilancio consolidato 31 12 2015	Effetto primo consolid. Acquisiz. 2016	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adegua- Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IAS 39 a Patrim. netto	IAS 19 Revised a Patrim. netto	Adegua- Aliquote a Patrimonio Netto	Altri mov. /Riclass./ Fusioni	Bilancio consolidato 30 09 2016
Dettaglio imposte anticipate/differite (attive/passive)											
Passività per imposte differite											
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	701	6	5	(42)		(37)				(83)	587
Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	6					-					6
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)						-					-
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	(4)	13				-				5	14
Plusvalenze rateizzate						-					-
Trattamento di fine rapporto	4					-					4
Avviamento	94	4				-					98
Altre imposte differite	(15)	3		(2)		(2)				77	63
Totale passività per imposte differite (A)	786	26	5	(44)	-	(39)	-	-	-	(1)	772
Attività per imposte anticipate											
Fondi rischi tassati	113	3	15	(14)		1		3			120
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	618		5	(48)	2	(41)					577
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	32	2				-	(6)				28
Fondi rischi su crediti	7	7		(1)		(1)					13
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali		7				-					7
Contributi	12	6		(1)		(1)					17
Avviamento	308	1		(30)		(30)					279
Altre imposte anticipate	4	9	5	(5)		-		2		(1)	14
Totale attività per imposte anticipate (B)	1.094	35	25	(99)	2	(72)	(6)	5	-	(1)	1.055
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	308	9	20	(55)	2	(33)	(6)	5	-	-	283

5) Altre attività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Strumenti derivati non correnti	-	1	9	10	-	8
Altre attività non correnti	6	3	-	9	-	-
Totale altre attività non correnti	6	4	9	19	-	8

La voce in esame presenta al 30 settembre 2016 un incremento, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 positivo per 4 milioni di euro, di 9 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 10 milioni di euro e si riferiscono per 8 milioni di euro alla valutazione al *fair value* di uno strumento finanziario a chiusura del periodo in esame che al 31 dicembre 2015 risultava iscritto tra le passività non correnti, e per 2 milioni di euro alla valutazione al *fair value* di uno strumento derivato su *commodity* del Gruppo LGH.

Le “Altre attività non correnti” ammontano a 9 milioni di euro e, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 positivo per 3 milioni di euro, risultano invariate rispetto al 31 dicembre 2015 e sono composte sostanzialmente da depositi cauzionali e da costi già sostenuti, ma di competenza di esercizi futuri.

Attività correnti

6) Rimanenze

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
- Materiali	86	12	6	104
- Fondo obsolescenza materiali	(26)	-	(4)	(30)
Totale materiali	60	12	2	74
- Combustibili	99	-	(3)	96
- Altre	22	8	(22)	8
Materie prime, sussidiarie e di consumo	181	20	(23)	178
Combustibili presso terzi	3	-	5	8
Totale rimanenze	184	20	(18)	186

Le “Rimanenze” sono pari a 186 milioni di euro (184 milioni di euro al 31 dicembre 2015), al netto del relativo fondo obsolescenza per 30 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre

2015). L'incremento del fondo obsolescenza si riferisce principalmente alla svalutazione delle scorte di materiali del magazzino della centrale di San Filippo del Mela.

Le rimanenze, al netto dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 positivo per 20 milioni di euro, presentano le seguenti variazioni complessivamente negative per 18 milioni di euro:

- 3 milioni di euro correlati alla diminuzione delle giacenze di combustibili, che al 30 settembre 2016 ammontano complessivamente a 96 milioni di euro contro 99 milioni di euro al 31 dicembre 2015;
- 22 milioni di euro per il decremento delle altre rimanenze, che al 30 settembre 2016 risultano pari a 8 milioni di euro, relativi esclusivamente al primo consolidamento del Gruppo LGH, contro 22 milioni di euro al 31 dicembre 2015 che si riferivano alle rimanenze di certificati ambientali del portafoglio di *trading*;
- 2 milioni di euro relativi all'aumento delle rimanenze di materiali, che risultano complessivamente pari a 74 milioni di euro compreso l'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 12 milioni di euro, contro 60 milioni di euro al 31 dicembre 2015;
- 5 milioni di euro relativi all'incremento dei combustibili presso terzi, che al 30 settembre 2016 sono pari a 8 milioni di euro, mentre al termine del precedente esercizio risultavano pari a 3 milioni di euro.

7) Crediti commerciali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Crediti commerciali fatture emesse	1.066	193	(24)	1.235
Crediti commerciali fatture da emettere	734	56	47	837
(Fondo rischi su crediti)	(315)	(42)	7	(350)
Totale crediti commerciali	1.485	207	30	1.722

Al 30 settembre 2016 i "Crediti commerciali" risultano pari a 1.722 milioni di euro (1.485 milioni di euro al 31 dicembre 2015), con un incremento di 30 milioni di euro, al netto dell'effetto del primo consolidamento della acquisizioni 2016 per 207 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 11 milioni di euro, l'incremento dei crediti commerciali verso clienti: tale posta presenta un saldo di 1.614 milioni di euro alla data di riferimento, compreso l'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 205 milioni di euro, rispetto a 1.398 milioni di euro esposti nel bilancio al 31 dicembre 2015;
- per 18 milioni di euro, l'incremento dei crediti verso i comuni di Milano e di Brescia, che evidenziano un saldo complessivo di 97 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2015);

- per 2 milioni di euro, l’incremento delle commesse in corso di svolgimento: tale posta presenta un saldo di 6 milioni di euro alla data di riferimento, compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 1 milione di euro, rispetto ai 3 milioni di euro esposti nel bilancio al 31 dicembre 2015;
- per 1 milione di euro, il decremento dei crediti verso collegate che risultano pari a 5 milioni di euro compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 1 milione di euro.

Si segnala che il Gruppo effettua su base occasionale cessioni di crediti pro-soluto. Al 30 settembre 2016 i crediti, non ancora scaduti, ceduti dal Gruppo a titolo definitivo e stornati dall’attivo di bilancio nel rispetto dei requisiti dello IAS 39 ammontavano complessivamente a 30 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Alla data di pubblicazione del presente Resoconto intermedio di gestione, tali crediti ammontano a 4 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Lo smobilizzo è relativo a crediti commerciali. Si segnala che il Gruppo non ha in essere programmi di *factoring* rotativo.

Il “Fondo rischi su crediti” è pari a 350 milioni di euro e presenta, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 pari a 42 milioni di euro, un decremento netto di 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio cui si riferisce.

La movimentazione dettagliata del fondo rischi su crediti viene evidenziata nel seguente prospetto:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 09 2016
Fondo rischi su crediti	315	42	6	(13)	-	350

Si riporta di seguito l’aging dei crediti commerciali:

Milioni di euro	30 09 2016	31 12 2015
Crediti commerciali di cui:	1.722	1.485
Correnti	629	556
Scaduti di cui:	605	510
- Scaduti fino a 30 gg	65	56
- Scaduti da 31 a 180 gg	89	59
- Scaduti da 181 a 365 gg	45	45
- Scaduti oltre 365 gg	406	350
Fatture da emettere	838	734
Fondo rischi su crediti	(350)	(315)

8) Altre attività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Strumenti derivati correnti	55	1	159	215	16	16
Altre attività correnti di cui:	128	25	50	203		
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	52	2	20	74		
- anticipi a fornitori	7	3	(4)	6		
- crediti verso il personale	1			1		
- crediti tributari	4	7	15	26		
- crediti di competenza di esercizi/periodi futuri	12	4	12	28		
- crediti verso Ergosud	19		-	19		
- crediti verso enti previdenziali	3		1	4		
- Ufficio del bollo	1		-	1		
- crediti per risarcimenti danni	1		-	1		
- crediti per canoni derivazione acqua	1		(1)	-		
- crediti per anticipi COSAP	5		5	10		
- crediti diversi EPCG	12		1	13		
- crediti per depositi cauzionali	1		2	3		
- crediti per canone RAI	-		8	8		
- altri crediti diversi	9	9	(9)	9		
Totale altre attività correnti	183	26	209	418	16	16

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 418 milioni di euro rispetto ai 183 milioni di euro al 31 dicembre 2015 ed evidenziano un incremento di 209 milioni di euro, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni pari a 26 milioni di euro.

Gli “Strumenti derivati correnti” presentano un incremento di 159 milioni di euro, correlato all’aumento dei derivati su *commodity* dovuto esclusivamente alla variazione della valutazione a *fair value* al termine del periodo in esame; risultano invariati i derivati di copertura finanziaria, riferibili principalmente a contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse sui prestiti obbligazionari in scadenza nell’esercizio.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 74 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2015), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia i primi nove mesi dell’esercizio 2016 che l’esercizio 2015, a residui crediti per perequazioni inerenti precedenti esercizi, al netto degli incassi effettuati nel corso del periodo in esame.

I crediti tributari, pari a 26 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti verso l’Erario per IVA, accise e ritenute.

I crediti verso Ergosud, pari a 19 milioni di euro, invariati rispetto all’esercizio precedente, si riferiscono al credito spettante per gli impianti nuovi entranti (Centrale di Scandale), inerente quote di diritti di emissione come previsto dalle Delibere dell’AEEGSI n. ARG/elt 194/10 e n. 117/10.

9) Attività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Altre attività finanziarie	165	17	28	210	165	210
Attività finanziarie vs parti correlate	6	3	-	9	6	9
Totale attività finanziarie correnti	171	20	28	219	171	219

La voce presenta un saldo di 219 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2015) compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 20 milioni di euro. Tale posta si riferisce principalmente per 184 milioni di euro a crediti finanziari del Gruppo EPCG riferiti a depositi bancari fruttiferi liberamente disponibili e per 27 milioni di euro a crediti finanziari del Gruppo LGH relativi a crediti finanziari verso Soci di minoranza e terzi.

10) Attività per imposte correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Attività per imposte correnti	71	5	(4)	72

Le “Attività per imposte correnti” risultano pari a 72 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 2015) con un decremento di 4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 5 milioni di euro. Tale voce è composta da crediti verso l’Erario per IRES (31 milioni di euro) relativi principalmente alle richieste a rimborso in conseguenza della deducibilità IRAP ai fini IRES, per IRAP (20 milioni di euro) principalmente relativi alle istanze di rimborso conseguenti al riconoscimento dello status di *holding* industriale per A2A S.p.A. avvenuto nello scorso esercizio e per *Robin Tax* (21 milioni di euro) relativi ai crediti richiesti a rimborso/compensazione.

11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	636	83	9	728	636	728

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 30 settembre 2016 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo di cui 54 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG e 106 milioni di euro relativi al Gruppo LGH.

I depositi bancari includono gli interessi maturati anche se non ancora accreditati alla fine del periodo in esame.

12) Attività non correnti destinate alla vendita

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Attività non correnti destinate alla vendita	205	1	(202)	4	38	-

Al 30 settembre 2016 le “Attività non correnti destinate alla vendita” presentano un saldo pari a 4 milioni di euro e si riferiscono per 2 milioni di euro alla riclassificazione delle attività di proprietà della società SEASM S.r.l., costituite da una sottostazione elettrica da 380 kV denominata “Voghera” e destinata a connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) la centrale termoelettrica di Voghera Energia, per 1 milione di euro ad attività destinate alla vendita del Gruppo EPCG e per 1 milione di euro ad attività destinate alla vendita del Gruppo LGH inerenti il ramo d’azienda relativo all’attività di igiene urbana dell’area lodigiana.

Al 31 dicembre 2015 tale posta comprendeva 203 milioni di euro che si riferivano ad alcuni assets e poste dell’attivo di Edipower S.p.A. riclassificate, ai sensi dell’IFRS 5, in applicazione dell’atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. stipulato in data 28 dicembre 2015; l’operazione ha avuto efficacia in data 1° gennaio 2016 come meglio descritto al paragrafo “Eventi di rilievo del periodo”.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

Patrimonio netto

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 settembre 2016 risulta pari a 3.368 milioni di euro (3.259 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è dettagliata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(61)	7	(54)
Riserve	1.005	(88)	917
Risultato del periodo/esercizio di Gruppo	73	250	323
Totale Patrimonio del Gruppo	2.646	169	2.815
Interessi di minoranze	613	(60)	553
Totale Patrimonio netto	3.259	109	3.368

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto è positiva per complessivi 109 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 323 milioni di euro compensato dalla distribuzione del dividendo per 126 milioni di euro, dalla variazione negativa degli interessi delle minoranze per 60 milioni di euro, nonché alle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 dei derivati *Cash flow hedge*.

13) Capitale sociale

Il “Capitale sociale” ammonta a 1.629 milioni di euro ed è composto da n. 3.132.905.277 azioni ordinarie del valore unitario di 0,52 euro ciascuna.

14) Azioni proprie

Le “Azioni proprie” sono pari a 54 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2015), e si riferiscono a n. 23.721.421 azioni proprie detenute dalla capogruppo A2A S.p.A. (n. 26.917.609 azioni proprie al 31 dicembre 2015). Nei mesi di febbraio e marzo 2016 la capogruppo A2A S.p.A. aveva effettuato l’acquisto n. 35.000.000 di azioni proprie con un controvalore pari a 37 milioni di euro nell’ambito del programma di *buy back* deliberato dall’Assemblea degli Azionisti lo scorso 11 giugno 2015. Le azioni proprie acquisite nel corso del periodo e una ulteriore quota già detenuta nel precedente esercizio sono state utilizzate come parte della corresponsione dell’acquisto del 51% del capitale sociale di LGH S.p.A. da parte di A2A S.p.A. avvenuto nel mese

di agosto 2016 con un controvalore pari a 47 milioni di euro. L'adeguamento del valore delle azioni proprie al valore di costo, rispetto al valore di mercato alla data dell'operazione, ha determinato una variazione positiva per 3 milioni di euro che è stata iscritta, come contropartita, nelle riserve di Patrimonio netto come previsto dai principi internazionali IAS/IFRS.

15) Riserve

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Riserve	1.005	(88)	917
di cui:			
Variazione <i>fair value</i> derivati <i>Cash flow hedge</i>	(33)	26	(7)
Effetto fiscale	8	(6)	2
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(25)	20	(5)
Variazione riserve IAS 19 <i>Revised</i> -Benefici a dipendenti	(64)	(24)	(88)
Effetto fiscale	16	7	23
Riserve IAS 19 <i>Revised</i>-Benefici a dipendenti	(48)	(17)	(65)

Le “Riserve”, che ammontano a 917 milioni di euro (1.005 milioni di euro al 31 dicembre 2015), comprendono la riserva legale, le riserve straordinarie, nonché gli utili portati a nuovo dalle società controllate.

Tale voce comprende inoltre la riserva di *Cash flow hedge*, negativa per 5 milioni di euro, che riguarda la valorizzazione al termine del periodo dei derivati che rispondono ai requisiti dell’*Hedge accounting*.

La posta in oggetto include riserve negative pari a 65 milioni di euro relative agli effetti dell’adozione dello IAS 19 *Revised* – Benefici a dipendenti che prevedono la rilevazione degli utili e delle perdite attuariali direttamente tra le riserve incluse nel Patrimonio netto.

Gli effetti, al 1° gennaio 2016, della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. hanno determinato un decremento del Patrimonio del Gruppo pari a 39 milioni di euro.

16) Risultato del periodo

Risulta positivo per 323 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

17) Interessi di minoranze

<i>Millioni di euro</i>	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Interessi di minoranze	613	(60)	553

Gli “Interessi di minoranze” ammontano a 553 milioni di euro (613 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e rappresentano la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza relativi ai Soci terzi di EPCG e del Gruppo LGH.

Il decremento del periodo pari a 60 milioni di euro è riferito principalmente agli effetti della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha portato al pieno possesso della partecipazione in Edipower S.p.A. detenuta dalla Capogruppo A2A S.p.A. con la conseguente riduzione degli interessi dei Soci terzi, in parte rettificata dalle quote spettanti ai Soci terzi del Gruppo LGH e dal risultato del periodo spettante ai Soci terzi di EPCG.

PASSIVITÀ

Passività non correnti

18) Passività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Obbligazioni non convertibili	2.431	294	6	2.731	2.431	2.731
Debiti verso banche	657	135	(36)	756	657	756
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	1	4	(1)	4	1	4
Debiti verso altri finanziatori	-	4	2	6	-	6
Totale passività finanziarie non correnti	3.089	437	(29)	3.497	3.089	3.497

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 3.497 milioni di euro (3.089 milioni di euro al 31 dicembre 2015) di cui 70 milioni di euro di EPCG, presentano, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 pari a 437 milioni di euro, un decremento netto di 29 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” sono relative ai seguenti prestiti obbligazionari, contabilizzati al costo ammortizzato:

- 747 milioni di euro, con scadenza novembre 2019 e cedola del 4,50%, il cui valore nominale è pari a 750 milioni di euro;
- 496 milioni di euro, con scadenza gennaio 2021 e cedola del 4,375%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 497 milioni di euro, con scadenza gennaio 2022 e cedola del 3,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 299 milioni di euro, *Private Placement* con scadenza dicembre 2023 e cedola del 4,00%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 296 milioni di euro, con scadenza febbraio 2025 e cedola del 1,750%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 98 milioni di euro, *Private Placement* in yen con scadenza agosto 2036 e tasso fisso del 5,405%.
- 298 milioni di euro, riferiti al Gruppo LGH, con scadenza novembre 2018 e cedola del 3,875% il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro.

I “Debiti verso banche” non correnti ammontano a 756 milioni di euro e presentano un decremento di 36 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 pari 135 milioni di euro. Tale decremento deriva principalmente dalla riclassifica delle quote capitale in scadenza nella voce “Passività finanziarie correnti”, parzialmente compensata dall’utilizzo da parte di EPCG di una tranche del finanziamento EBRD.

I “Debiti per *leasing* finanziario” risultano pari a 4 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2015) e sono relativi principalmente al consolidamento delle acquisizioni del 2016.

Infine, i debiti verso altri finanziatori risultano pari a 6 milioni di euro e sono riferiti principalmente al Gruppo LGH.

19) Benefici a dipendenti

Alla data di riferimento tale posta risulta pari a 366 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 22 milioni di euro, e presenta le seguenti variazioni:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. aquisizioni 2016	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 09 2016
Trattamento di fine rapporto	164	20	19	(8)	(9)	186
Benefici a dipendenti	168	2	-	(7)	17	180
Totale benefici a dipendenti	332	22	19	(15)	8	366

Le altre variazioni si riferiscono principalmente ai versamenti effettuati all’INPS e ai Fondi pensionistici integrativi, nonché alla rilevazione delle differenze attuariali che comprendono l’incremento derivante dal *service cost* per 1 milione di euro e l’incremento derivante dall’*interest cost* per 4 milioni di euro, nonché l’incremento derivante dall’*actuarial gains/losses* per 23 milioni di euro.

Si precisa che le valutazioni tecniche sono state effettuate sulla base delle ipotesi sotto descritte:

	2016	2015
Tasso di attualizzazione	da 0,0% a 1,4%	da 0,24% a 2,03%
Tasso di inflazione annuo	da 1,5% a 2,8%	da 1,5% a 2,0%
Tasso annuo incremento dei premi anzianità	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento delle mensilità aggiuntive	da 0,0% a 1,0%	0,0%
Tasso annuo incremento del costo dell’energia elettrica	da 0,5% a 2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento del costo del gas	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento salariale	1,0%	1,0%
Tasso annuo incremento TFR	da 2,6% a 3,0%	da 2,6% a 3,0%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,5%	1,5%
Frequenze annue di <i>turnover</i>	da 2,0% a 5,0%	da 2,0% a 5,0%
Frequenze annue di anticipazioni TFR	da 2,0% a 2,5%	da 2,0% a 2,5%

Si segnala che:

- il tasso di attualizzazione applicato dal Gruppo varia per società in base alla durata media finanziaria dell'obbligazione. Il tasso di attualizzazione utilizzato è quello corrispondente all'*Iboxx Corporate AA*;
- la curva relativa al tasso di inflazione in forza dell'attuale situazione economica, che presenta una particolare volatilità della maggioranza degli indicatori economici, è stato modificato così come riportato in tabella. Tale ipotesi è stata desunta dal "Documento di Economia e Finanza 2015 – Aggiornamento Settembre 2015 Sez. II-Tab II.2" emanato dal MEF e da "Le tendenze di medio lungo periodo del sistema pensionistico e socio-sanitario – Rapporto n. 16" pubblicato dalla Ragioneria Generale dello Stato;
- il tasso annuo di incremento salariale applicato esclusivamente per le società con in media meno di 50 dipendenti nel corso del 2006 è stato determinato in base ai dati di riferimento comunicati dalle società del Gruppo;
- il tasso annuo di incremento del TFR, come previsto dall'art. 2120 del Codice Civile, è pari al 75% dell'inflazione più 1,5 punti percentuali;
- le frequenze annue di anticipazione e di *turnover* sono desunte dalle esperienze storiche del Gruppo e dalle frequenze scaturenti dall'esperienza dell'Attuario su un rilevante numero di aziende analoghe;
- per le basi tecniche demografiche si segnala che:
 - per il "decesso" sono state utilizzate le tabelle RG48 (Premi) e AS62 (altri piani);
 - per l'"inabilità" sono state utilizzate le tavole INPS distinte per età e sesso;
 - per il "pensionamento" è stato utilizzato il parametro 100% al raggiungimento dei requisiti AGO (Assicurazione Generale Obbligatoria);
 - per la "probabilità di lasciare famiglia" è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010;
 - per la "frequenza delle diverse strutture di nuclei superstiti ed età media dei componenti" è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010.

20) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Accanton.	Rilasci	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 09 2016
Fondi <i>decommissioning</i>	170	32	-	-	(1)	23	224
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	145	32	12	-	(4)	14	199
Fondi fiscali	59	-	6	(18)	(7)	(5)	35
Fondi cause legali e contenziosi del personale	131	4	5	(1)	(40)	-	99
Altri fondi rischi	71	5	31	(1)	(4)	1	103
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	576	73	54	(20)	(56)	33	660

I “Fondi *decommissioning*”, che risultano pari a 224 milioni di euro, compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 32 milioni di euro, accolgono gli oneri per i costi di smantellamento e ripristino dei siti produttivi principalmente relativi alle centrali termoelettriche e agli impianti di termovalorizzazione. Le movimentazioni del periodo hanno riguardato utilizzi per 1 milione di euro, a copertura degli oneri sostenuti nel corso del periodo in esame e altre variazioni per 23 milioni di euro, che si riferiscono prevalentemente agli effetti degli aggiornamenti dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti aventi come contropartita le “Immobilizzazioni materiali”.

I “Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche”, che risultano pari a 199 milioni di euro, compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 32 milioni di euro, si riferiscono all’insieme dei costi che dovranno essere sostenuti in futuro per la sigillatura delle discariche in coltivazione alla data di chiusura del bilancio e per la successiva gestione post-operativa, trentennale e cinquantennale, prevista dall’AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). Le movimentazioni del periodo hanno riguardato accantonamenti per 12 milioni di euro relativi agli effetti degli aggiornamenti dei tassi di attualizzazione in relazione a cespiti completamente ammortizzati il cui effetto è stato recepito a Conto economico, utilizzi per 4 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi del periodo, e le altre variazioni, positive per 14 milioni di euro, riferite principalmente alla costituzione del fondo spese chiusura e post-chiusura per l’avvio dell’attività del bioreattore di Giussago, nonché agli effetti degli aggiornamenti dei tassi di attualizzazione di cespiti non completamente ammortizzati che trovano contropartita alla voce “Immobilizzazioni materiali”.

I “Fondi fiscali”, che risultano pari a 35 milioni di euro, si riferiscono agli accantonamenti effettuati a fronte di contenziosi in essere o potenziali verso l’Erario o enti territoriali per imposte dirette e indirette, tributi e accise. Gli accantonamenti del periodo, per 6 milioni di euro, hanno riguardato in particolare il contenzioso ICI/IMU e COSAP con gli enti territoriali, nonché nuo-

ve verifiche fiscali aperte nel periodo in esame. I rilasci, per 18 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla conclusione di alcuni contenziosi ICI/IMU e del contenzioso inerente la verifica tecnica del termovalorizzatore di Brescia. Gli utilizzi, per 7 milioni di euro, si riferiscono agli esborsi del periodo derivanti principalmente dalla sottoscrizione di transazioni con gli enti territoriali, relativamente a contenziosi pendenti o pre-contenziosi. Le altre variazioni, negative per 5 milioni di euro, si riferiscono alla riclassificazione alla voce “Altri debiti” della quota certa che andrà pagata in futuri esercizi relativamente a contenziosi transati e conclusi con gli enti territoriali.

I “Fondi cause legali e contenziosi del personale” risultano pari a 99 milioni di euro, compreso l'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 4 milioni di euro, e si riferiscono prevalentemente a cause in essere con Istituti Previdenziali, per 32 milioni di euro, relativi a contributi previdenziali che il Gruppo ritiene di non dover versare e per i quali sono in essere specifici contenziosi, a cause con terzi, per 64 milioni di euro, e con dipendenti, per 3 milioni di euro, a copertura delle passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso. Gli accantonamenti del periodo, per 5 milioni di euro, e i rilasci del periodo, per 1 milione di euro, si riferiscono per 1 milione di euro all'accantonamento effettuato per la causa in essere con Istituti Previdenziali e per la rimanente quota a cause con terzi. Gli utilizzi, per 40 milioni di euro, si riferiscono principalmente al pagamento effettuato a fronte della causa in corso con Pessina Costruzioni in relazione al contenzioso per Asm Novara S.p.A. come meglio descritto nel paragrafo “Altre informazioni – Asm Novara S.p.A. contenzioso”.

Gli “Altri fondi”, che risultano pari a 103 milioni di euro, compreso l'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 5 milioni di euro, si riferiscono principalmente ai fondi relativi ai canoni di derivazione d'acqua pubblica per 31 milioni di euro, al fondo mobilità per gli oneri derivanti dal piano di ristrutturazione aziendale, per 7 milioni di euro, al fondo per la manutenzione straordinaria del termoutilizzatore di Acerra, per 20 milioni di euro, ai fondi rischi relativi a EPCG, per 13 milioni di euro, nonché a altri fondi per 32 milioni di euro. Gli accantonamenti del periodo sono risultati pari a 31 milioni di euro e hanno riguardato principalmente l'accantonamento effettuato a copertura di oneri contrattuali, l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, l'accantonamento per la manutenzione straordinaria del termoutilizzatore di Acerra, nonché gli accantonamenti di EPCG. I rilasci del periodo sono risultati pari a 1 milione di euro. Gli utilizzi sono risultati pari a 4 milioni di euro. Le altre variazioni, positive per 1 milione di euro, hanno riguardato principalmente l'incremento del fondo mobilità.

21) Altre passività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Altre passività non correnti	72	10	10	92	-	-
Strumenti derivati non correnti	27	8	(8)	27	27	25
Totale altre passività non correnti	99	18	2	119	27	25

La voce in esame presenta al 30 settembre 2016 un incremento di 2 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 18 milioni di euro.

Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 27 milioni di euro e presentano, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 positivo per 8 milioni di euro, una variazione negativa pari a 8 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente derivante sia dalla variazione della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari a chiusura del periodo in esame sia dalla riclassificazione alla voce “Altre attività non correnti” di un derivato che presenta al 30 settembre 2016 un *fair value* attivo mentre al 31 dicembre 2015 risultava passivo.

Le “Altre passività non correnti”, che presentano un saldo pari a 92 milioni di euro, compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 10 milioni di euro, si riferiscono principalmente a depositi cauzionali da clienti, per 60 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri per 14 milioni di euro, a debiti verso fornitori a medio/lungo termine per 3 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti, per 15 milioni di euro.

Passività correnti

22) Debiti commerciali e altre passività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Acconti	5	-	(1)	4	-	-
Debiti verso fornitori	1.165	129	(55)	1.239	-	-
Totale debiti commerciali	1.170	129	(56)	1.243	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	37	2	(14)	25	-	-
Strumenti derivati correnti	51	1	150	202	7	4
Altre passività correnti di cui:	433	54	8	495	-	-
- Debiti verso il personale	72	8	4	84	-	-
- Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	100	-	(17)	83	-	-
- Debiti tributari	44	35	(5)	74	-	-
- Debiti per trasparenza fiscale	8	-	(1)	7	-	-
- Debiti per componenti tariffarie sull'energia	105	-	8	113	-	-
- Debiti verso i soci terzi EPCG	20	-	-	20	-	-
- Debiti verso i soci terzi LGH	-	3	-	3	-	-
- Debiti per ATO	7	-	(1)	6	-	-
- Debiti verso clienti per lavori da eseguire	14	2	(2)	14	-	-
- Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	3	-	-	3	-	-
- Debiti per passività di competenza di esercizi/periodi successivi	21	2	3	26	-	-
- Debiti per servizi ausiliari	1	-	-	1	-	-
- Debiti per incassi da destinare	8	-	-	8	-	-
- Debiti verso assicurazioni	3	-	-	3	-	-
- Debiti per risarcimento danni a terzi	2	-	(2)	-	-	-
- Debiti verso comuni rivieraschi	1	-	-	1	-	-
- Debiti per compensazioni accise	6	-	-	6	-	-
- Debiti per compensazioni ambientali	3	-	(1)	2	-	-
- Debiti per canone RAI	-	-	28	28	-	-
- Altri debiti diversi	15	4	(6)	13	-	-
Totale altre passività correnti	521	57	144	722	7	4
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	1.691	186	88	1.965	7	4

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 1.965 milioni di euro (1.691 milioni di euro al 31 dicembre 2015), con un incremento di 88 milioni di euro, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 186 milioni di euro.

I “Debiti commerciali” risultano pari a 1.243 milioni di euro e presentano, rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente un decremento pari a 56 milioni di euro, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 129 milioni di euro.

I “Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale” risultano pari a 25 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 2 milioni di euro, e riguardano la posizione debitoria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali, relativi ai contributi della mensilità di settembre 2016 non ancora liquidati.

Gli “Strumenti derivati correnti” risultano pari a 202 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 1 milione di euro, e si riferiscono alla valorizzazione a *fair value* sia dei derivati su *commodity* sia dei derivati di copertura finanziaria, riferibili principalmente a contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse sui prestiti obbligazionari in scadenza nell’esercizio. L’incremento è dovuto all’aumento dei derivati su *commodity* per la valutazione a *fair value* del periodo.

Le “Altre passività correnti” si riferiscono principalmente a:

- debiti verso il personale per 84 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 8 milioni di euro, relativi ai debiti verso i dipendenti per il premio di produttività maturato nel periodo, nonché all’onere per le ferie maturate e non godute al 30 settembre 2016;
- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 83 milioni di euro al 30 settembre 2016 (100 milioni di euro al 31 dicembre 2015) inerenti il debito relativo alle componenti tariffarie fatturate e non ancora versate, nonché il debito per le perequazioni passive relative sia a esercizi precedenti sia al periodo in esame;
- debiti tributari per 74 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 35 milioni di euro, e si riferiscono principalmente ai debiti verso l’Erario per accise e ritenute;
- debiti per trasparenza fiscale per 7 milioni di euro nei confronti della società collegata Ergosud S.p.A. (8 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- debiti per componenti tariffarie sull’energia elettrica per 113 milioni di euro al 30 settembre 2016 (105 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- debiti verso soci terzi di EPCG per 20 milioni di euro, riclassificati nell’esercizio precedente dalla voce “Interessi di minoranze”;
- debiti per ATO per 6 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2015), relativi al pagamento del canone per le concessioni della gestione del servizio idrico;
- debiti verso clienti per lavori da eseguire per 14 milioni di euro (14 milioni di euro alla chiusura dell’esercizio 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni

2016 per 2 milioni di euro. Si riferiscono a preventivi già incassati dai clienti per lavori che non sono ancora stati completati;

- debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali maturati e non ancora pagati per 3 milioni di euro, invariati rispetto all'esercizio precedente;
- debiti per passività di competenza di esercizi/periodi successivi per 26 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 2 milioni di euro, relativi alla sospensione di quote di costi e ricavi di competenza di periodi futuri;
- debiti per servizi ausiliari, pari a 1 milione di euro, invariati rispetto all'esercizio precedente, relativi al debito residuo sul contenzioso in essere con la CSEA per i servizi ausiliari sul termovalorizzatore di Filago.

23) Passività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Obbligazioni non convertibili	571	11	38	620	571	620
Debiti verso banche	119	45	(47)	117	119	117
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	1	3	-	4	1	4
Debiti finanziari verso parti correlate	1	-	1	2	1	2
Debiti verso altri finanziatori	-	4	4	8	-	8
Totale passività finanziarie correnti	692	63	(4)	751	692	751

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 751 milioni di euro, a fronte di 692 milioni di euro rilevati al 31 dicembre 2015 e, al netto dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016, presentano un decremento pari a 4 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” si riferiscono principalmente al *bond* con scadenza novembre 2016 e cedola del 4,50% il cui valore nominale risulta attualmente pari a 503 milioni di euro. La contabilizzazione è al *fair value hedge*; il *bond* è quindi valutato al costo ammortizzato, rettificato dalla variazione del *fair value* del rischio coperto che ha portato nel periodo una variazione negativa pari a 1 milione di euro.

Al 30 settembre 2016 sui prestiti obbligazionari sono maturate cedole per interessi pari a 101 milioni di euro (53 milioni di euro al 31 dicembre 2015) di cui 10 milioni di euro riferite al consolidamento del Gruppo LGH.

I “Debiti verso banche” correnti ammontano a 117 milioni di euro e, al netto degli effetti del primo consolidamento delle acquisizioni del 2016 pari a 45 milioni di euro, presentano un de-

cremento di 47 milioni di euro principalmente dovuto al rimborso anticipato volontario di un finanziamento in essere.

Infine, i debiti verso altri finanziatori sono pari a 8 milioni di euro e, al netto degli effetti del primo consolidamento delle acquisizioni del 2016, presentano un incremento pari a 4 milioni di euro.

24) Debiti per imposte

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolidamento acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016
Debiti per imposte	43	3	15	61

I “Debiti per imposte” risultano pari a 61 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2015), compreso l’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 3 milioni di euro, e presentano un incremento netto di 15 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

25) Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2015	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2016	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2015	30 09 2016
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	20	2	(20)	2	-	-

Al 30 settembre 2016 la voce in oggetto risulta pari a 2 milioni di euro e si riferisce alle Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita del Gruppo LGH inerenti il ramo d’azienda relativo all’attività di igiene urbana dell’area lodigiana.

Al 31 dicembre 2015 la posta risultava pari a 20 milioni di euro e si riferiva principalmente alla riclassificazione, ai sensi dell’IFRS 5, di imposte differite passive di Edipower S.p.A. in relazione alla scissione parziale non proporzionale della stessa.

Indebitamento finanziario netto

26) Indebitamento finanziario netto (ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006)

Di seguito si riportano i dettagli dell'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro	Note	30 09 2016	Effetto primo consolid. acquisizioni 2016	31 12 2015
Obbligazioni-quota non corrente	18	2.731	294	2.431
Finanziamenti bancari non correnti	18	756	135	657
Leasing finanziario non corrente	18	4	4	1
Debiti verso altri finanziatori non correnti	18	6	4	-
Altre passività non correnti	21	25	7	27
Totale indebitamento a medio e lungo termine		3.522	444	3.116
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(6)	-	(5)
Attività finanziarie non correnti	3	(58)	(23)	(52)
Altre attività non correnti	5	(8)	-	-
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(72)	(23)	(57)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		3.450	421	3.059
Obbligazioni-quota corrente	23	620	11	571
Finanziamenti bancari correnti	23	117	45	119
Leasing finanziario corrente	23	4	3	1
Debiti verso altri finanziatori correnti	23	8	4	-
Passività finanziarie correnti verso parti correlate	23	2	-	1
Altre passività correnti	22	4	-	7
Totale indebitamento a breve termine		755	63	699
Altre attività finanziarie correnti	9	(210)	(17)	(165)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(9)	(3)	(6)
Altre attività correnti	8	(16)	-	(16)
Totale crediti finanziari a breve termine		(235)	(20)	(187)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(728)	(83)	(636)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita	12	-	-	(38)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(208)	(40)	(162)
Indebitamento finanziario netto		3.242	381	2.897

La posizione finanziaria netta del Gruppo comprende la posizione finanziaria netta positiva del Gruppo EPCG per 190 milioni di euro (152 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Note illustrative alle voci di Conto economico

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 settembre 2016 è variato rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per le seguenti operazioni:

- al 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy S.r.l. (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.) in applicazione dell’atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015;
- nel mese di aprile 2016 il Gruppo A2A tramite Aprica S.p.A. controllata da A2A Ambiente S.p.A. ha acquistato la partecipazione di maggioranza pari al 64% della società LA BI.CO DUE S.r.l., società operante nei servizi di igiene urbana nella Provincia di Brescia, quest’ultima dal mese di aprile è stata consolidata integralmente;
- nel mese di luglio 2016 il Gruppo A2A ha sottoscritto, tramite la sua controllata A2A Ambiente S.p.A., l’atto di acquisto delle azioni delle società del Gruppo RI.ECO-RESMAL operanti nella raccolta, selezione e recupero di rifiuti speciali non pericolosi, plastica, biomasse e in particolare carta da macero, con impianti produttivi nell’*hinterland* milanese, quest’ultimo dal mese di agosto è stato consolidato integralmente;
- nel mese di agosto 2016 A2A, AEM Cremona, ASM Pavia, ASTEM Lodi, Cogeme e SCS Crema hanno perfezionato l’operazione di *partnership* industriale prevista dal contratto sottoscritto il 4 marzo 2016, mediante l’acquisto, da parte di A2A, di una quota pari al 51% del capitale sociale di LGH società operante nelle attività ambientali, nella distribuzione e vendita di energia elettrica e gas, quest’ultima dal mese di agosto è stata consolidata integralmente;
- le poste di Conto economico relative a ricavi e costi operativi e alla gestione finanziaria della società SEASM S.r.l. detenuta al 67% da A2A S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, sono state riclassificate, in quanto trattasi di un’operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall’IFRS 5, alla voce “Risultato netto da attività operative cessate” a seguito della decisione del *management* di cedere la partecipazione. Si precisa che l’impatto a Conto economico di tale riclassificazione risulta non significativo in quanto inferiore al milione di euro.

Per effetto delle operazioni sopra citate i dati economici al 30 settembre 2016 non risultano omogenei con i corrispondenti dati al 30 settembre 2015.

27) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 3.482 milioni di euro (3.638 milioni di euro al 30 settembre 2015) di cui 72 milioni di euro, al lordo delle elisioni *intercompany*, riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, e presentano quindi un decremento di 156 milioni di euro (-4,2%).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Ricavi di vendita	2.721	2.937	(216)
Ricavi da prestazioni	588	564	24
Ricavi da commesse a lungo termine	6	14	(8)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.315	3.515	(200)
Altri ricavi operativi	167	123	44
Totale ricavi	3.482	3.638	(156)

Al netto del contributo di LGH (pari a circa 62 milioni di euro), il decremento dei ricavi è prevalentemente riconducibile alla riduzione dei ricavi di vendita di energia elettrica sui mercati all'ingrosso.

Sulla flessione dei ricavi di Gruppo ha pesato inoltre, nonostante l'incremento dei volumi venduti, il calo dei prezzi di vendita sia gas che elettricità registrato nel mercato *retail*.

Per maggiore informativa si riporta il dettaglio delle voci più significative:

<i>Milioni di euro</i>	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Vendita e distribuzione di energia elettrica	1.826	2.067	(241)
Vendita e distribuzione di gas	630	597	33
Vendita calore	97	110	(13)
Vendita materiali	14	9	5
Vendita acqua	89	35	54
Vendite di certificati ambientali	43	99	(56)
Contributi di allacciamento	22	20	2
Totale ricavi di vendita	2.721	2.937	(216)
Prestazioni a clienti	588	564	24
Totale ricavi per prestazioni	588	564	24
Ricavi da commesse a lungo termine	6	14	(8)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.315	3.515	(200)
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	47	85	(38)
Risarcimenti danni	7	9	(2)
Sopravvenienze attive	16	16	-
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili (<i>feed-in tariff</i>)	82	-	82
Altri ricavi	15	13	2
Altri ricavi operativi	167	123	44
Totale ricavi	3.482	3.638	(156)

I ricavi per vendite acqua presentano un incremento di 54 milioni di euro, rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, a seguito principalmente del riconoscimento, alla controllata A2A Ciclo Idrico S.p.A., come da Delibera n. 16/2016, da parte dell'Ente di Governo dell'Ambito di Brescia di partite tariffarie pregresse relative agli esercizi 2007 - 2011 ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 643/2013/R/idr.

La voce "Altri ricavi operativi" presenta un incremento pari a 44 milioni di euro derivante principalmente dall'iscrizione, a partire dal 1° gennaio 2016, degli incentivi (pari a 82 milioni di euro) sulla produzione netta da fonti rinnovabili per tutto il residuo periodo di diritto ai Certificati Verdi successivo al 2015 riconosciuti dal Gestore dei Servizi Energetici, in attuazione del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 relativamente agli impianti da fonti rinnovabili (entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi), nonché dalla contrazione per 38 milioni di euro dei ricavi relativi al reintegro dei costi della centrale termoelettrica di S. Filippo del Mela che a partire dalla fine di maggio 2016 non è più in regime di essenzialità.

Per un maggior dettaglio delle motivazioni riferibili all’andamento dei ricavi relativi alle varie *Business Units*, si rimanda a quanto riportato nel paragrafo “Risultati per settore di attività”.

28) Costi operativi

I “Costi operativi” sono pari a 2.146 milioni di euro (2.361 milioni di euro al 30 settembre 2015) di cui 54 milioni di euro, al lordo delle elisioni *intercompany*, riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione e registrano pertanto una diminuzione di 215 milioni di euro.

Si riporta, di seguito, il dettaglio delle principali componenti:

Costi operativi - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Costi per materie prime e di consumo	1.430	1.665	(235)
Costi per servizi	550	514	36
Totale costi per materie prime e servizi	1.980	2.179	(199)
Altri costi operativi	166	182	(16)
Totale costi operativi	2.146	2.361	(215)

I “Costi per materie prime e servizi” ammontano a 1.980 milioni di euro (2.179 milioni di euro al 30 settembre 2015), di cui 49 milioni di euro riferiti al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, e presentando un decremento di 199 milioni di euro.

Tale riduzione è dovuta all’effetto combinato dei seguenti fattori:

- i minori acquisti di materie prime e di consumo per 240 milioni di euro, riconducibili alla riduzione dei costi per acquisti di energia e combustibili per 247 milioni di euro, all’effetto netto degli oneri/proventi da copertura su derivati operativi che si decrementano di 6 milioni di euro, all’aumento degli acquisti di materiali per 5 milioni di euro e all’incremento degli oneri correlati all’acquisto di certificati ambientali per 8 milioni di euro;
- l’incremento degli oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi per 36 milioni di euro;
- la variazione in aumento delle rimanenze di combustibili e materiali per 5 milioni di euro.

Per permettere una maggiore analisi, viene fornito il dettaglio delle componenti più rilevanti:

Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Acquisti di energia e combustibili	1.321	1.568	(247)
Acquisti di materiali	57	52	5
Acquisti di acqua	2	2	-
Oneri da coperture su derivati operativi	2	6	(4)
Proventi da coperture su derivati operativi	(9)	(7)	(2)
Acquisti di certificati e diritti di emissione	55	47	8
Totale costi per materie prime e di consumo	1.428	1.668	(240)
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	239	203	36
Manutenzioni e riparazioni	106	108	(2)
Altri servizi	205	203	2
Totale costi per servizi	550	514	36
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	2	(3)	5
Totale costi per materie prime e servizi	1.980	2.179	(199)
Godimento beni di terzi	65	52	13
Canoni concessioni reti distribuzione Comune di Milano e di Brescia	6	6	-
Canoni concessioni derivazione d'acqua	42	44	(2)
Contributi a enti territoriali, consortili e AEEGSI	7	13	(6)
Imposte e tasse	27	39	(12)
Danni e penalità	2	2	-
Sopravvenienze passive	6	14	(8)
Altri costi	11	12	(1)
Altri costi operativi	166	182	(16)
Totale costi operativi	2.146	2.361	(215)

Margine attività di trading

La tabella sottostante riporta i risultati derivanti dalle negoziazioni dei Portafogli di trading che si riferiscono alle attività di negoziazione sull'energia elettrica, sul gas e sui certificati ambientali.

Margine attività di trading - Milioni di euro	Note	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Ricavi	27	782	872	(90)
Costi operativi	28	(781)	(862)	81
Totale margine attività di trading		1	10	(9)

La marginalità delle attività di trading risulta in riduzione di 9 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Al netto del primo consolidamento del Gruppo

LGH per 6 milioni di euro, la riduzione risulta pari a circa 15 milioni di euro. Su tale dinamica hanno inciso il venir meno di alcune opportunità sul mercato dei certificati ambientali (quale la conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi), la forte contrazione dei differenziali di prezzo con l'estero, Francia e Svizzera in particolare, ed i prezzi particolarmente contenuti del periodo estivo.

29) Costi per il personale

Al 30 settembre 2016 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 464 milioni di euro (463 milioni di euro al 30 settembre 2015) di cui 11 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione.

Nel dettaglio i “Costi per il personale” si compongono nel modo seguente:

Costi per il personale - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Salari e stipendi	334	328	6
Oneri sociali	120	119	1
Trattamento di fine rapporto	19	18	1
Altri costi	22	17	5
Totale costi per il personale al lordo delle capitalizzazioni	495	482	13
Costi per il personale capitalizzati	(31)	(19)	(12)
Totale costi per il personale	464	463	1

Nella tabella sottostante si espone il numero medio di dipendenti per qualifica:

	30 09 2016	31 12 2015	30 09 2015	Variazione settembre 2016 dicembre 2015	Variazione settembre 2016 settembre 2015
Dirigenti	210	189	183	21	27
Quadri	618	552	544	66	74
Impiegati	5.824	5.258	5.297	566	527
Operai	6.844	6.299	6.329	545	515
Totale	13.496	12.298	12.353	1.198	1.143

Al 30 settembre 2016 il costo del lavoro medio pro-capite, non considerando gli effetti derivanti dalle società di nuova acquisizione, è risultato pari a 37,5 migliaia di euro (37,5 migliaia di euro al 30 settembre 2015) invariato rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Al 30 settembre 2016 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 13.560 (di cui 2.340 appartenenti al Gruppo EPCG) di cui 1.430 unità riferibili al primo consolidamento delle società di nuova

acquisizione, mentre al 30 settembre 2015 i dipendenti del Gruppo risultavano pari a 12.423 (di cui 2.448 appartenenti al Gruppo EPCG).

Nella voce altri costi del personale sono iscritti incentivi all'esodo per 2 milioni di euro (1 milione di euro al 30 settembre 2015).

30) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il “Margine operativo lordo” consolidato al 30 settembre 2016 è pari a 872 milioni di euro (814 milioni di euro al 30 settembre 2015) di cui 7 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione.

Per un maggiore approfondimento si rimanda a quanto descritto nel paragrafo “Analisi per settore di attività”.

31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

125

Gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni” sono pari a 348 milioni di euro (360 milioni di euro al 30 settembre 2015), di cui 6 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società acquisite nei primi nove mesi (7 milioni di euro di ammortamenti e -1 milione di euro di eccedenze), e presentano un decremento di 12 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	38	47	(9)
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	266	250	16
Svalutazioni di valore delle immobilizzazioni	4	-	4
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	308	297	11
Accantonamenti per rischi	34	51	(17)
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	6	12	(6)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	348	360	(12)

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 308 milioni di euro (297 milioni di euro al 30 settembre 2015), di cui 7 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, e registrano un incremento complessivo di 11 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali, di cui 2 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, sono in riduzione di 9 milioni di euro principalmente a seguito dell'adeguamento del processo di ammortamento delle reti di distribu-

zione gas conseguente alla pubblicazione del bando di gara da parte del Comune di Milano per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione gas in ambito territoriale.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 16 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2015 e riguardano:

- maggiori ammortamenti, per 12 milioni di euro, riferiti agli investimenti entrati in produzione;
- maggiori ammortamenti, per 10 milioni di euro, connessi all'incremento dei cespiti correlati all'iscrizione, effettuata al termine del precedente esercizio, del fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza degli impianti;
- minori ammortamenti, per 3 milioni di euro, conseguenti le svalutazioni degli asset effettuate al 31 dicembre 2015;
- minori ammortamenti, per 8 milioni di euro, derivanti dalla scissione del cosiddetto "Ramo Cellina" di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016;
- il primo consolidamento delle società di nuova acquisizione per 5 milioni di euro.

Le svalutazioni di immobilizzazioni materiali ammontano a 4 milioni di euro e si riferiscono per 3 milioni di euro a svalutazioni di immobilizzazioni in corso relative ad alcuni progetti che non saranno più realizzati inerenti il ciclo idrico integrato e per 1 milione di euro all'incremento del fondo *decommissioning* di un impianto completamente svalutato in precedenti esercizi.

Per quanto attiene il recepimento di quanto disposto dal cd. "Decreto Sviluppo", volto alla determinazione del valore di riscatto relativo alle cosiddette "opere bagnate" delle concessioni idroelettriche, si segnala che ad oggi non sono stati ancora fissati dalle autorità competenti i parametri di calcolo (coefficienti di rivalutazione e vite utili) necessari per quantificare il valore di riscatto a fine concessione di tali beni. In tale contesto di vacatio normativa, il Gruppo A2A ha proceduto ad effettuare alcune simulazioni stimando le rivalutazioni mediante i coefficienti ISTAT, che risultano essere gli unici dati oggettivamente utilizzabili, e definendo le proprie stime delle vite economico-tecniche dei beni. I risultati delle simulazioni hanno evidenziato un *range* di variabilità piuttosto ampio, confermando che al momento non è possibile effettuare una stima attendibile dei valori di riscatto alla fine delle concessioni. Tuttavia per le concessioni prossime alla scadenza il valore netto contabile delle cd. "opere bagnate" è risultato significativamente inferiore rispetto al *range* dei risultati ottenuti. Pertanto, solo per le concessioni prossime alla scadenza (Nucleo idroelettrico della Valtellina), il Gruppo ha bloccato gli ammortamenti a partire dal 30 giugno 2012, mentre si è proseguito in continuità di criteri di valutazione rispetto al passato per le restanti concessioni.

Gli "Accantonamenti per rischi" presentano un effetto netto pari a 34 milioni di euro (51 milioni di euro al 30 settembre 2015) dovuto agli accantonamenti del periodo per 54 milioni di

euro, rettificati dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 20 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti netti del periodo hanno riguardato per 11 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su scariche, per 6 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 10 milioni di euro accantonamenti per oneri contrattuali, per 5 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 12 milioni di euro accantonamenti per canoni idroelettrici, per 3 milioni di euro ad altri fondi rischi relativi ad EPCG e per 7 milioni di euro ad accantonamenti diversi. I rilasci di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi ammontano a 20 milioni di euro di cui 1 milione di euro derivante dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione.

Per maggiori informazioni si rimanda alla nota 20) Fondi rischi, oneri e passività per scariche.

L'“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 6 milioni di euro (12 milioni di euro al 30 settembre 2015) determinato dall'accantonamento del periodo.

32) Risultato operativo netto

Il “Risultato operativo netto” risulta pari a 524 milioni di euro (454 milioni di euro al 30 settembre 2015).

33) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il “Risultato da transazioni non ricorrenti” risulta positivo per 52 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 30 settembre 2015) ed è relativo alla scissione del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016 a seguito dell'atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015, come meglio specificato al paragrafo “Eventi di rilievo del periodo”.

34) Gestione finanziaria

La “Gestione finanziaria” presenta un saldo negativo di 92 milioni di euro (negativo per 107 milioni di euro al 30 settembre 2015) di cui 3 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Proventi finanziari	17	15	2
Oneri finanziari	(113)	(125)	12
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	4	3	1
Totale gestione finanziaria	(92)	(107)	15

I “Proventi finanziari” ammontano a 17 milioni di euro (15 milioni di euro al 30 settembre 2015) e sono così composti:

Proventi finanziari - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Proventi verso istituti di credito	6	8	(2)
Altri proventi finanziari di cui:	11	7	4
- Proventi finanziari verso Comune di Brescia (IFRIC 12)	5	2	3
- Altri proventi	6	5	1
Totale proventi finanziari	17	15	2

Gli “Oneri finanziari”, che ammontano a 113 milioni di euro, di cui 3 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, presentano un decremento di 12 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2015 e sono così composti:

Oneri finanziari - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Interessi su prestiti obbligazionari	94	94	-
Interessi verso istituti di credito	7	11	(4)
Interessi su finanziamenti Cassa Depositi e Prestiti	-	2	(2)
Fair value su derivati finanziari	(3)	(3)	-
Realized su derivati finanziari	6	11	(5)
Oneri da Decommissioning	1	1	-
Altri oneri finanziari di cui:	8	9	(1)
- Oneri di attualizzazione IAS	4	3	1
- Oneri finanziari (IFRIC 12)	2	3	(1)
- Altri oneri	2	3	(1)
Totale oneri finanziari	113	125	(12)

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni risulta positiva per 4 milioni di euro (positiva per 3 milioni di euro al 30 settembre 2015) ed è riconducibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

35) Oneri per imposte sui redditi

Oneri per imposte sui redditi - Milioni di euro	30 09 2016	30 09 2015	Variazione
Imposte correnti	112	71	41
Imposte anticipate	72	60	12
Imposte differite	(39)	(34)	(5)
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	145	97	48

Gli “Oneri per imposte” nel periodo in esame sono risultati pari a 145 milioni di euro (97 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Si segnala che la capogruppo A2A determina le imposte IRAP di periodo sulla base dell’applicazione dell’art. 6, co. 9, del Decreto Legislativo 15 dicembre 1997, n. 446 (metodo cd. delle “holding industriali”), in base al quale l’imponibile è determinato tenendo conto anche dei proventi e oneri finanziari (esclusi quelli relativi a partecipazioni).

36) Risultato netto da attività operative cessate

Il “Risultato netto da attività operative cessate” risulta pari ad 1 milione di euro (nessun valore al settembre 2015) e deriva dal primo consolidamento del Gruppo LGH.

37) Risultato di pertinenza di terzi

Il “Risultato di pertinenza di terzi” risulta negativo per il Gruppo per 17 milioni di euro e comprende principalmente la quota di competenza di terzi della società EPCG. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio la posta presentava un saldo negativo per il Gruppo per 12 milioni di euro.

38) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il “Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo” risulta positivo e pari a 323 milioni di euro (positivo per 237 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Risultato per azione

39) Risultato per azione

	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,1044	0,0762
- di base da attività in funzionamento	0,1042	0,0762
- di base da attività destinate alla vendita	0,0002	-
- diluito	0,1044	0,0762
- diluito da attività in funzionamento	0,1042	0,0762
- diluito da attività destinate alla vendita	0,0002	-
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.086.921.378	3.105.987.497
- diluito	3.086.921.378	3.105.987.497

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

40) Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Al 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy S.r.l. (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.) in applicazione dell’atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015, che ha portato un impatto positivo a Conto economico pari a 52 milioni di euro iscritti alla voce “Risultato da transazioni non ricorrenti”.

Il periodo in esame beneficia di 51 milioni di euro di ricavi non ricorrenti della società A2A Ciclo idrico S.p.A. a seguito dell’applicazione della Delibera n. 16/2016 con la quale il Consiglio di Amministrazione dell’Ente di Governo dell’Ambito di Brescia ha approvato il riconoscimento di partite tariffarie pregresse (per gli esercizi 2007-2011) ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. ai sensi della Deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico n. 643/2013/R/idr.

Garanzie ed impegni con terzi

<i>Milioni di euro</i>	30 09 2016	31 12 2015
Garanzie ricevute	662	460
Garanzie prestate	1.913	1.545

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 662 milioni di euro (460 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e sono costituite per 250 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 412 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti.

Garanzie prestate e impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 1.913 milioni di euro (1.545 milioni di euro al 31 dicembre 2015), di cui a fronte di obblighi assunti nei contratti di finanziamento pari a 317 milioni di euro. Tali garanzie sono state rilasciate da banche per 637 milioni di euro, da assicurazioni per 141 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali *parent company guarantee*, per 1.135 milioni di euro.

* * *

Si segnala che le società del Gruppo hanno in concessione beni di terzi, relativi principalmente al ciclo idrico integrato, il cui valore ammonta a 66 milioni di euro.

Altre informazioni

1) Eventi di rilievo del Gruppo successivi al 30 settembre 2016

Per la descrizione degli eventi si rinvia allo specifico paragrafo del presente Resoconto intermedio di gestione.

2) Informazioni relative alle azioni proprie

Al 30 settembre 2016 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie (n. 26.917.609 al 31 dicembre 2015), pari allo 0,757% del Capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Nei primi tre mesi dell'esercizio si è registrato un incremento del numero di azioni proprie rispetto al 31 dicembre 2015 di n. 35.000.000 di azioni acquistate tra il 16 febbraio e il 31 marzo 2016 per un controvalore complessivo pari a circa 37 milioni di euro. Nel corso del mese di agosto una quota pari a n. 38.196.188 azioni proprie, per un controvalore pari a 47 milioni di euro, sono state cedute per l'acquisizione della quota di maggioranza di Linea Group Holding S.p.A..

Al 30 settembre 2016 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

3) Operazioni IFRS 3 Revised

Il Gruppo durante i primi nove mesi del 2016 ha perfezionato alcune operazioni di acquisizione di partecipazioni, che vengono di seguito riportate:

- nel mese di aprile Aprica S.p.A., società controllata da A2A Ambiente S.p.A., ha acquistato il 64% del capitale sociale di LA BI.CO DUE S.r.l., società operante nei servizi di igiene urbana nella Provincia di Brescia;
- nel mese di luglio A2A Ambiente S.p.A. ha concluso l'acquisto del 100% di RI.ECO-RESMAL, gruppo attivo nei servizi raccolta, selezione e recupero di rifiuti nell'*hinterland* milanese;
- nel mese di agosto A2A S.p.A. ha acquistato il 51% della *multiutility* lombarda LGH S.p.A..

Le operazioni sopra sintetizzate sono classificabili come *business combination* ai sensi del principio internazionale IFRS 3 revised “Aggregazioni aziendali”; il Gruppo ha proceduto a consolidare integralmente le società, mediante l’applicazione dell’*acquisition method* previsto dall’IFRS 3 revised, in virtù del controllo ottenuto sulle entità acquisite.

L’IFRS 3 revised stabilisce che tutte le aggregazioni aziendali devono essere contabilizzate applicando il metodo dell’acquisto. L’acquirente, pertanto, rileva tutte le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell’acquisto ai relativi *fair value* alla data di acquisizione ed evidenzia l’eventuale iscrizione di un avviamento.

Successivamente all’iscrizione provvisoria dell’avviamento il Gruppo effettuerà il processo di *Purchase Price Allocation* che comporta una analisi finalizzata alla allocazione del maggior valore corrisposto in sede di acquisizione, dato dalla differenza tra il *fair value* delle attività e passività acquisite e il Patrimonio netto contabile della società stessa. In accordo con quanto stabilito dal IFRS 3 il Gruppo, alla data di acquisizione, deve rilevare l’avviamento valutandolo per l’eccedenza di (a) su (b), nel modo indicato di seguito:

- a) la sommatoria di: (i) il corrispettivo trasferito valutato in conformità al presente IFRS, che in genere richiede il *fair value* (valore equo) alla data di acquisizione; (ii) l’importo di qualsiasi partecipazione di minoranza nell’acquisita valutato in conformità al presente IFRS; e (iii) in una aggregazione aziendale realizzata in più fasi, il *fair value* (valore equo) alla data di acquisizione delle interessenze nell’acquisita precedentemente possedute dall’acquirente;
- b) il valore netto degli importi, alla data di acquisizione, delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili valutate in conformità al presente IFRS.

Pertanto, solo qualora non ricorrano i presupposti per la allocazione sugli asset, il maggior valore verrà interamente imputato ad avviamento che sarà poi sottoposto a *Impairment Test*, almeno una volta all’anno.

Il Gruppo, pur essendo stabilito dall’IFRS 3 che la *Purchase Price Allocation* venga conclusa entro un anno dalla data di acquisizione, prevede che completerà tale attività entro la fine del corrente esercizio.

La contabilizzazione al 30 settembre 2016 ha comportato, per tutte le operazioni sopra menzionate, una allocazione provvisoria alla voce “Avviamento”. Nello specifico:

- nell’ambito dell’acquisizione di LA BI.CO DUE S.r.l. l’avviamento provvisoriamente allocato si è attestato a 0,3 milioni di euro;
- nell’ambito dell’acquisizione di RI.ECO-RESMAL è stato iscritto un avviamento provvisorio pari a 14,6 milioni di euro;
- l’acquisizione di LGH ha comportato l’iscrizione di un avviamento provvisorio pari a 8 milioni di euro.

4) Informazioni relative alle attività non correnti possedute per la vendita e alle attività operative cessate (IFRS 5)

Le voci “Attività non correnti destinate alla vendita” e “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita” al 30 settembre 2016 recepiscono la riclassificazione delle attività di proprietà della società SEASM S.r.l. costituite da una sottostazione elettrica da 380 kV denominata “Voghera” e destinata a connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) la centrale termoelettrica di Voghera Energia, delle attività destinate alla vendita del Gruppo EPCG e delle attività e passività destinate alla vendita del Gruppo LGH inerenti il ramo d’azienda relativo all’attività di igiene urbana dell’area lodigiana, mentre al 31 dicembre 2015 accoglievano alcuni assets di Edipower S.p.A. e le passività ad essi correlate nell’ambito della scissione parziale non proporzionale, efficace dal 1° gennaio 2016, a favore di Cellina Energy S.r.l. (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.), relative al cosiddetto “Ramo Cellina”.

I valori riclassificati per le operazioni sopra descritte non hanno richiesto svalutazioni.

Di seguito si riportano i principali dati di natura patrimoniale relativi alle attività/passività anzidette.

Dati al 30 settembre 2016 <i>Millioni di euro</i>	Assets SEASM S.r.l.	Gruppo LGH	Gruppo EPCG	Totale
ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA				
Attività non correnti	2	1	1	4
Attività correnti	-	-	-	-
Totale attività	2	1	1	4
Passività non correnti	-	1	-	1
Passività correnti	-	1	-	1
Totale passività	-	2	-	2

Si precisa che l’impatto a Conto economico della riclassificazione dei ricavi, dei costi operativi e della gestione finanziaria della società SEASM S.r.l. non risulta significativo in quanto inferiore al milione di euro, mentre l’impatto economico della riclassificazione dei ricavi, dei costi operativi e della gestione finanziaria relativo al ramo d’azienda del Gruppo LGH presenta un effetto pari a 1 milione di euro.

5) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso

Si segnala che per le cause sotto descritte ove ritenuto necessario sono stati stanziati congrui fondi.

Si precisa che laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile senza procedere a stanziare fondi in bilancio.

Procedura di infrazione comunitaria

In data 5 giugno 2002 la Commissione Europea ha emesso la Decisione 2003/193/CE dichiarando l'incompatibilità con il diritto comunitario dell'esenzione triennale dall'imposta sul reddito disposta dall'art. 3, comma 70 della Legge 549/95, dall'art. 66, comma 14 del Decreto Legge 331/1993, convertito con Legge 427/93, in quanto ritenuta "aiuto di Stato" vietato dall'art. 87.1 del Trattato CE.

La società ha impugnato tale decisione davanti alle giurisdizioni comunitarie, ma i ricorsi proposti sono stati rigettati. Lo Stato italiano ha proceduto al recupero degli aiuti in tre diverse fasi, notificando diversi provvedimenti impositivi per i vari periodi d'imposta interessati.

L'iter delle varie impugnative, comunitarie e nazionali, è stato dettagliatamente descritto nei bilanci fino al 2012 e nelle relazioni trimestrali, fino alla terza trimestrale 2013, cui per brevità si fa rinvio. Tutte le somme richieste, per capitale e interessi, sono state versate, per evitare l'avvio di azioni esecutive.

La situazione del contenzioso ancora in essere è la seguente:

- Giudizio relativo al cd. Primo recupero. Il giudizio è stato definito dopo la sentenza di primo grado, di rigetto del ricorso della società, che è passata in giudicato.
- Giudizio relativo al cd. Secondo recupero. Dopo la sentenza negativa della Commissione Tributaria Regionale, la società ha proposto ricorso per cassazione. Il processo è in attesa di trattazione.
- Giudizio relativo al cd. Terzo recupero. Dopo la sentenza negativa della Commissione Tributaria Regionale, la società ha proposto ricorso per cassazione. Il ricorso è stato trattato il 14 novembre 2013, davanti alla Sezione Tributaria. La Corte, con Ordinanza pubblicata il 13 febbraio 2014, ha sospeso il processo e disposto la trasmissione degli atti alla Corte di Giustizia Europea, sollevando questione pregiudiziale, ex art. 267, TFUE, in ordine alle corrette modalità di calcolo degli interessi dovuti sul recupero degli aiuti. La società si è costituita in giudizio depositando memoria; lo stesso ha fatto lo Stato italiano e la Commissione Europea, che hanno assunto una posizione in contrasto con quella della società. Il relativo procedimento è iscritto a ruolo con il numero C-89/14.

Ad oggi, dunque, è ancora pendente in cassazione la questione relativa alla quantificazione degli interessi sulle somme da recuperare (se da calcolare con anatocismo, o no), relativamente al Secondo e al Terzo recupero. Sul punto, l'interpretazione resa dalla Corte di Giustizia UE è vincolante per i giudici nazionali. L'Avvocato Generale presso la Corte di Giustizia Melchior Wathelet ha presentato il 26 marzo 2015 le proprie conclusioni non vincolanti alla Corte. Secondo l'Avvocato Generale, la normativa europea non osta a che una normativa nazionale preveda l'applicazione degli interessi composti ad una azione di recupero di aiuti vietati. Lo stesso Avvocato Generale ha però constatato che prima del 2008, né la normativa europea, né quella nazionale prevedevano per l'attività di recupero l'applicazione di interessi composti.

Con sentenza pronunciata il 3 settembre 2015, la Corte UE ha nella sostanza recepito il parere dell'Avvocato Generale, ritenendo che una normativa nazionale in materia di interessi sul recupero di aiuti di Stato, che prevede l'applicazione dell'anatocismo, non è in contrasto con il diritto europeo. La stessa Corte ha tuttavia evidenziato che – anteriormente al 2008 – nessuna normativa (europea e nazionale) prevedeva l'applicazione di interessi composti per il recupero di aiuti di Stato relativamente a Decisioni emesse – come nel caso di specie – prima dell'entrata in vigore del Reg. n. 794/2004.

A seguito di tale sentenza vincolante per il giudice *a quo*, il procedimento in cassazione relativo al Terzo recupero sospeso a seguito del rinvio pregiudiziale alla Corte di Giustizia, ha ripreso il suo corso. La difesa della Società ha presentato una memoria evidenziando che – in base ad una corretta lettura della sentenza della Corte UE - l'applicazione di interessi composti può avere luogo solo a partire dal novembre 2008. L'udienza di trattazione si è tenuta il 18 marzo 2016; il Procuratore Generale ha concluso per il rigetto del ricorso di parte. La sentenza non risulta ancora depositata.

In ogni caso, relativamente alla posizione di A2A, essendo state già da tempo pagate tutte le somme richieste, si ritiene che dall'esito delle controversie ancora pendenti non possano derivare nuovi oneri a titolo di recupero degli aiuti a carico della società.

Consult Latina / BAS S.p.A. (ora A2A S.p.A.)

Negli anni '90, l'acquisto della partecipazione in HISA da parte di BAS S.p.A. fu effettuato grazie alle prestazioni di una società di consulenza locale denominata Consult Latina.

Data la non univocità del testo contrattuale e la mancata acquisizione del 100% della partecipazione in HISA, BAS S.p.A. non pagò a Consult Latina il corrispettivo richiesto perché ritenne non applicabile la previsione contrattuale e quindi ingiustificata la richiesta di pagamento formulata. Consult Latina instaurò nel 1998 una causa legale per ottenere il pagamento del corrispettivo.

I legali confermano che da anni è finita la fase istruttoria e che si deve solo attendere l'emissione della sentenza.

A2A S.p.A., subentrata nel contenzioso dopo l'incorporazione di BAS S.p.A. nel 2005, ha reiteratamente conferito ai legali mandato per addivenire a transazione anche manifestando una disponibilità ad incrementare le precedenti offerte per coprire le spese di lite nonché ad ascoltare e soppesare anche richieste incrementali.

A partire dal dicembre 2014, il Tribunale ha convocato più volte le parti in una camera di consiglio per verificare le condizioni di una conciliazione o transazione; l'ultima sessione si è svolta il 27 settembre 2016. In ognuna di tali occasioni, i legali di A2A hanno contattato Consult Latina per individuare una soluzione transattiva, al fine di comporre il contenzioso, pur senza riconoscimento di debito. In attesa di adesione all'ultima proposta è stato chiesto un rinvio a novembre 2016 dell'udienza.

Nel tempo, Redengas, società controllata da HISA le cui azioni sono state pignorate in garanzia del pagamento da parte di A2A, da Consult Latina, ha radicato azioni per chiedere l'eliminazione di tale gravame, preannunciando anche causa risarcitoria contro A2A S.p.A. e Consult Latina. Il 3 giugno 2014 il Tribunale ha rigettato il ricorso radicato da A2A S.p.A. per far cessare tale sequestro e A2A S.p.A. ha notificato appello. In data 13 luglio 2016 A2A S.p.A. e Consult Latina sono state citate da Redengas in udienza di mediazione preliminare alla citazione di una nuova causa per ottenere risarcimento dei danni derivanti dalla prosecuzione del sequestro. Tali danni costituirebbero ulteriore aggravio per A2A S.p.A..

Il Gruppo ha stanziato un fondo rischi di 1,3 milioni di euro.

Consorzio Eurosviluppo S.c.a.r.l./Ergosud S.p.A. + A2A S.p.A. – Tribunale Civile di Roma

In data 27 maggio 2011 il Consorzio Eurosviluppo Industriale S.c.a.r.l. ha notificato ad Ergosud S.p.A. ed A2A S.p.A. un atto di citazione avanzando le seguenti pretese: (i) risarcimento danni, sia di natura contrattuale che extracontrattuale, in via solidale ovvero in via esclusiva e separata, per 35.411.997 euro (di cui 1.065.529 euro come quota residua di compartecipazione alle spese); (ii) risarcimento danni da fermo cantiere e per la mancata restituzione delle aree di pertinenza del Consorzio.

Nella comparsa di costituzione, Ergosud S.p.A. ed A2A S.p.A. hanno chiesto il rigetto integrale della domanda perché infondata nel merito e, sostanzialmente, hanno evidenziato: (i) carenza di legittimazione attiva del Consorzio in quanto in stato di fallimento, (ii) carenza di legittimazione attiva del Consorzio per i danni asseritamente subiti da Fin Podella alla voce "anticipazione contratto di programma" per 6.153.437 euro e per i danni asseritamente subiti dal Conservificio Laratta S.r.l. per 359.000 euro.

S.F.C. S.A. ha depositato un atto di intervento in data 8 novembre 2011 ai sensi dell'art. 105 c.p.c. (che permette ad un terzo di proporre nel giudizio originario una domanda nuova e diversa ampliandone l'oggetto) ed ha chiesto la condanna della sola Ergosud S.p.A. al risarcimento di danni, in parte analoghi a quelli rivendicati dal Consorzio, quantificati in 27.467.031 euro.

Il giudice ha ritenuto legittima la costituzione di fallimento di S.F.C. S.A. e quindi ha fissato i termini processuali e, all'udienza del 19 dicembre 2012, ha dichiarato la necessità di espletare CTU, fissando al 23 maggio 2013 l'udienza per la nomina del CTU. In tale udienza il giudice, nel frattempo cambiato, ha confermato i quesiti già formulati il 19 dicembre 2012 e ha nominato i CTU Ing. Pompili e Caroli, fissando termine alle parti per nominare propri consulenti di parte. A2A S.p.A. e Ergosud S.p.A. hanno nominato come CTP il Prof. Massardo e l'Ing. Giofrè che negli anni hanno già redatto perizie nelle materie oggetto dei quesiti. Dopo i rinvii chiesti dai periti, al 31 luglio 2014 la CTU è stata depositata presso il Tribunale. L'udienza per esame elaborato peritale si è svolta dopo rinvio in data 1° aprile 2015 ed è stata fissata al 30 novembre 2016 l'udienza di precisazione conclusioni.

Il Gruppo non ha stanziato alcun fondo non ritenendo probabile il rischio connesso a questa causa.

Ausiliari CIP 6

Il tema concerne il consumo di energia elettrica per servizi ausiliari. Secondo l'AEEGSI gli autoconsumi di talune tipologie di impianti (WTE-termoutilizzatori) sarebbero da considerarsi alla stessa stregua dei consumi per servizi ausiliari. Il Gruppo ha vari impianti che hanno beneficiato di incentivi CIP 6/92 e sui quali nel corso degli anni sono state condotte visite ispettive. In taluni casi l'Autorità ha dato seguito a tali verifiche dando mandato alla CSEA di agire nei confronti del Gruppo, in altri l'Autorità non ha adottato alcun provvedimento, in altri le verifiche risultano in corso. Ad oggi è stato effettuato appostamento di fondo di 1 milione di euro coerente con le passività potenziali probabili.

Con riferimento alla visita ispettiva avvenuta nel 2006 da parte della CSEA presso il termovalorizzatore di Silla 2, non si riscontrano ad oggi aggiornamenti rispetto a quanto già riportato nelle Note illustrative ai bilanci degli esercizi precedenti. Si ritiene che, in caso di provvedimenti da parte dell'AEEGSI tendenti al recupero dell'agevolazione CIP 6/92, possano essere addotte valide obiezioni difensive, tenuto anche conto delle peculiarità del termovalorizzatore in oggetto. In relazione a questo caso specifico, il Gruppo non ha stanziato alcun fondo in quanto ritiene la passività possibile e non probabile.

Union Temporal De Impresas contro il Municipio di Calig (Spagna)

Il procedimento in oggetto coinvolge l'Union Temporal De Impresas (UTE) costituita tra AzA Ambiente S.p.A., Azhar e Teconma per la realizzazione e gestione di un impianto di trattamento e smaltimento ITS e linea compostaggio in Castellon de la Plana (Spagna), a seguito di aggiudicazione della gara bandita dal Consorzio Zona 1 di Castellon. Il Municipio di Calig, confinante con Castellon, ha impugnato la modifica del contratto tra il Consorzio e la UTE che ha previsto un aumento del corrispettivo da 121 milioni di euro a 140 milioni di euro per l'adeguamento dell'impianto alle prescrizioni previste nell'AIA, chiedendone l'annullamento. Con sentenza di primo grado del 21 maggio 2013 il Tribunale ha accolto il ricorso del Municipio di Calig dichiarando altresì, oltre le richieste della controparte, l'annullamento dell'aggiudicazione originaria della gara alla UTE con conseguente obbligo per il consorzio di trovare un altro appaltatore.

Nonostante AzA Ambiente S.p.A. detenga una partecipazione dell'1% nella UTE, per il diritto spagnolo le UTE sono caratterizzate dalla responsabilità solidale tra i suoi membri.

La UTE, difesa dallo Studio legale Uría Menendez, ha presentato ricorso in appello avverso alla sentenza del Tribunale il 12 giugno 2013.

In data 22 febbraio 2016 è stata notificata alla UTE, cui AzA Ambiente S.p.A. partecipa nella proporzione dell'1%, la sentenza del Tribunale superiore di giustizia della Comunità Valenciana, non ulteriormente impugnabile.

La sentenza ha accolto parzialmente il ricorso della UTE, in quanto non ha dichiarato nulla la concessione, ma ha confermato la restante parte della sentenza di primo grado disponendo l'annullamento della modifica del contratto di concessione con la quale il Consorzio (committente) nel 2010 ha riconosciuto alla UTE extra costi pari a 19 milioni di euro, a causa della mancata dimostrazione dell'interesse pubblico alla modifica contrattuale.

Ai sensi della normativa spagnola, la sentenza dovrà essere attuata dal Consorzio entro due mesi dalla notifica. Durante il periodo transitorio si continueranno ad applicare le condizioni di cui alla modifica contrattuale annullata e il Consorzio dovrà definire le modalità con cui dare esecuzione al disposto della sentenza.

Ad oggi non vi sono indicazioni in merito a decisioni del Consorzio sul tema. *Il legale spagnolo che ha assistito in giudizio la UTE ha evidenziato che qualora il consorzio decidesse di non procedere ad approvare una nuova modifica contrattuale che riconosca alla UTE condizioni economiche soddisfacenti, la UTE potrà procedere in giudizio al fine di ottenere il risarcimento dei danni derivanti dal mancato riconoscimento degli investimenti effettuati in esecuzione della seconda modifica contrattuale successivamente annullata.*

Il Consorzio Zona 1 in data 31 marzo 2016 ha presentato presso il giudice del contenzioso amministrativo di Castellon ricorso per la dichiarazione di impossibilità materiale di esecuzione

della sentenza del Tribunal de Justicia Superior in quanto detta sentenza contrasterebbe con le obbligazioni imposte dall'AIA.

La UTE ha presentato intervento adesivo in data 11 maggio 2016 a sostegno del ricorso del Consorzio.

In data 21 settembre 2016 il Giudice del contenzioso amministrativo di Castellon ha emesso una pronuncia con cui ha dichiarato inammissibile il ricorso del Consorzio considerando la sentenza del TSJ già eseguita. Il Giudice non ha tuttavia fornito alcuna motivazione a corredo di questa anomala decisione.

Contro tale pronuncia è possibile presentare ricorso entro il 17 ottobre. Il Consorzio non dovrebbe avere interesse a presentare ricorso, a differenza del Municipio di Calig.

In caso di mancata impugnazione nei termini la sentenza del Tribunale del Contenzioso amministrativo di Castellon diverrà definitiva. In tale ipotesi tornerebbero a rivivere le considerazioni di cui sopra, evidenziate in corsivo.

A completezza della tematica, si segnala che nel bilancio di A2A Ambiente S.p.A. sono presenti al 30 settembre 2016 circa 2,8 milioni di euro relativi a crediti commerciali e finanziari vantati verso la UTE.

A fronte delle informazioni disponibili, di quanto sopra esposto ed in considerazione del fatto che la normativa spagnola di riferimento prevede il diritto del contraente (UTE) ad essere indennizzato per eventuali danni che possano derivare dall'annullamento (anche parziale) o dalla risoluzione del contratto per cause non imputabili a quest'ultimo, si ritiene ad oggi che i sopra citati crediti commerciali e finanziari siano recuperabili seppur in un arco temporale di medio-lungo termine.

Inchiesta Centrale di Monfalcone

Si tratta di un'inchiesta avviata con la denuncia, presentata nel marzo 2011 dai vertici del Gruppo A2A, nei confronti di personale A2A ed imprenditori terzi sospettati di essere i responsabili di una truffa perpetrata ai danni della società stessa, che – dietro cospicue somme di denaro – erano responsabili di un traffico illecito di rifiuti speciali, della falsificazione dei formulari di identificazione dei rifiuti e dei certificati di analisi, in relazione alla fornitura di biomasse ed alla certificazione del loro potere calorifico. Nello specifico venivano registrati quantitativi di biomasse in ingresso superiori a quelli reali, oltre ad una maggiorazione del potere calorifico delle stesse.

Ciò implica un danno verso il Gruppo A2A ed in particolare verso A2A Trading S.r.l. per i maggiori costi sostenuti per le biomasse non consegnate ed i maggiori costi sostenuti per la (altrui) contraffazione del potere calorifico delle biomasse consegnate e non.

L'utilizzo di maggior carbone in luogo di biomassa potrebbe avere come conseguenza il rischio di un aggravio di oneri ambientali relativi al secondo semestre dell'esercizio 2009 e all'intero esercizio 2010, nonché una restituzione dei proventi o Certificati Verdi contabilizzati in più rispetto a quelli reali. La società potrebbe aver presentato, senza colpa, con riferimento agli anni 2009 e 2010, dichiarazioni di generazione di titoli ambientali superiori a quelli in realtà prodotti. Ad oggi il GSE, così come ha bloccato l'emissione dei titoli per le annualità successive, non ha rivolto richieste di restituzione per le annualità precedenti di competenza del Gruppo A2A (secondo semestre 2009-intera annualità 2010). Nel caso il GSE dovesse agire nei confronti del Gruppo A2A, questo valuterà le azioni, anche risarcitorie, idonee, considerando anche quanto già trattenuto ai fornitori terzi.

A2A Trading S.r.l. ha inoltre presentato al GSE, secondo le procedure e le modalità in atto, richiesta di ottenimento di Certificati Verdi relativi all'anno 2011 il cui calcolo è stato effettuato sulla base delle reali quantità di biomasse consegnate in centrale e considerando, in accordo con la Procura, un possibile falso (non di A2A) incremento dei poteri calorifici delle stesse del 20%. Nonostante il GSE abbia riconosciuto ad A2A Trading S.r.l. la correttezza dei calcoli effettuati per il 2011, ad oggi i suddetti Certificati Verdi 2011 non sono stati ancora emessi.

Ove il GSE dovesse sbloccare entrambe le posizioni (ovvero quelle relative agli anni 2009 e 2010 relative all'aggravio di oneri ambientali e quella del 2011 relativa alla consegna dei CV già richiesti) si registrerebbe una posizione a credito per il Gruppo A2A per circa un milione di euro.

In sede penale, sono stati adottati alcuni provvedimenti nell'ambito di riti alternativi verso alcuni degli imputati, con riconoscimento di minimi indennizzi e rifusioni di spese in favore di A2A.

Il processo è passato, per competenza territoriale, avanti al Tribunale di Gorizia.

L'ultima udienza si è tenuta il 6 ottobre 2016. La causa è in corso ed è rinviata al 9 febbraio 2017.

Il Gruppo non ha stanziato alcun fondo in quanto ritiene di essere parte lesa nel procedimento.

Asm Novara S.p.A. contenzioso

Svolgimento del contenzioso arbitrale e deposito del lodo

In data 29 marzo 2013, Pessina Costruzioni ha notificato ad A2A S.p.A. nomina di arbitro e quesito arbitrale per radicare arbitrato, in esecuzione dei patti parasociali sottoscritti tra i soci nell'agosto del 2007, al fine di vedere condannata A2A S.p.A. al risarcimento danni per inadempimento obbligazioni parasociali.

La società AzA S.p.A., nel termine di 20 giorni, ha effettuato la nomina del proprio arbitro rigettando le richieste.

Dopo discussione sulle nomine e dopo una richiesta di nomina di un Arbitro Unico al Tribunale di Novara da parte di Pessina, le Parti hanno sottoscritto una scrittura in merito alla formazione del Collegio Arbitrale.

Gli arbitri così nominati sono gli Avvocati Bruna Gabardi Vanoli, Marco Praino (di nomina Pessina) e Salvatore Sanzo (di nomina AzA); è intervenuta al 1° luglio 2013 l'udienza di costituzione formale del collegio. Successivamente a tale adempimento preliminare le parti preciseranno le domande di arbitrato. In esito a tale udienza, con ordinanza il collegio ha adempiuto gli adempimenti connessi alla costituzione del collegio ed all'inizio delle attività fissando i termini per le memorie e le istanze istruttorie e la data della prima udienza. I termini sono 15 ottobre e 20 dicembre 2013 e 21 febbraio 2014 per il deposito delle memorie e 5 marzo 2014 per la prima udienza. Con ordinanza 8 ottobre 2013, il Collegio Arbitrale ha posticipato i termini per il deposito delle memorie rispettivamente al 9 ottobre 2013, al 21 gennaio 2014 e al 25 marzo 2014. Conseguentemente l'udienza fissata in marzo 2014 è stata rinviata al 10 aprile 2014. La sede dell'arbitrato è posta nello studio del Presidente del Collegio Arbitrale in Milano. All'udienza del 10 aprile 2014, preceduta dal deposito delle memorie di parte, il collegio ha fissato tre nuovi termini per memorie (20 maggio per AzA, 17 giugno per Pessina e 26 giugno per AzA) e l'udienza di merito all'11 luglio 2014. Durante l'udienza l'attore ha chiesto di fissare udienza di precisazione conclusioni che, con ordinanza fuori udienza depositata il 22 luglio, è stata fissata per il 16 settembre 2014. In tale udienza, il collegio ha fissato i termini per il deposito delle comparse conclusionali e la data di udienza finale; su richiesta delle parti tali termini sono stati posticipati al 3 dicembre e 7 gennaio 2015 per le memorie e al 3 febbraio 2015 per l'udienza. In tale udienza il collegio ha disposto un allungamento del termine per il deposito del lodo a 120 giorni. Alla fine del mese di maggio 2015, AzA, avendo avuto notizie di elementi di familiarità e commensalità abituale tra il Presidente del Collegio Arbitrale e il legale dell'attore, ha depositato al tribunale di Milano istanza di ricusazione del Presidente del Collegio Arbitrale.

In considerazione della notizia del ricorso, il collegio con Ordinanza 6/15 emessa fuori udienza in data 3 giugno 2015 ha sospeso il deposito del lodo fino al termine del procedimento, ovvero fino al giorno successivo alla notifica dell'esito del procedimento effettuata dalla parte più diligente.

Il Presidente Delegato ha emesso ordinanza di rigetto dell'istanza condannando AzA a spese di lite verso il Presidente del Collegio e verso Pessina.

In data 30 giugno 2015, Pessina ha notificato al collegio, in esecuzione dell'Ordinanza 6/15, l'ordinanza chiedendo al collegio di riassumere il processo arbitrale sospeso.

In data 30 giugno 2015 il collegio, con opinione dissenziente dell'arbitro designato da A2A ha depositato il lodo che ritiene A2A responsabile di violazione del patto parasociale sottoscritto in data 4 agosto 2007 e conseguentemente la condanna al risarcimento danni di 37.968.938,95 euro oltre spese legali e spese di arbitrato.

Impugnazione del lodo

La società ha impugnato il Lodo ex art. 829 c.p.c. innanzi alla Corte di Appello di Milano. L'impugnazione riguarda: 1) nullità del Lodo per violazione dell'art. 829, 1° comma, n. 2, c.p.c., alla luce della mancanza di terzietà del Presidente del Collegio Arbitrale, Avv. Bruna Gabardi Vanoli; 2) nullità del Lodo, ai sensi dell'art. 829, n. 4, c.p.c., per aver il Collegio Arbitrale pronunciato al di fuori dei limiti della convenzione d'arbitrato; 3) nullità del Lodo per violazione del principio del contraddittorio, ai sensi dell'art. 829, n. 9 c.p.c., nella parte in cui il Collegio Arbitrale ha fondato la propria decisione sull'art. III del Patto Parasociale; 4) omessa motivazione ex art. 829, n. 5 e 823, n. 5 c.p.c., e violazione del principio del contraddittorio ex art. 829, n. 9 c.p.c., per aver il Collegio Arbitrale preso la propria decisione, escludendo, senza alcuna motivazione, la valutazione della documentazione depositata in giudizio da A2A; 5) nullità del Lodo per violazione del principio del contraddittorio, ai sensi dell'art. 829, n. 9 c.p.c., nella parte in cui il Collegio Arbitrale ha deciso sulla base dell'accoglimento del rilievo d'ufficio della liquidazione equitativa del danno, senza porre la questione al contraddittorio delle parti; 6) nullità del Lodo ex art. 829, n. 5 e 823, n. 5 c.p.c., per aver il Collegio Arbitrale quantificato i danni in via equitativa ai sensi dell'art. 1226 c.c., senza motivare la sussistenza del presupposto per l'applicabilità di tale norma, e senza motivare la sussistenza del danno; 7) nullità del Lodo ex art. 829, n. 3, per aver il Collegio Arbitrale quantificato i danni in via equitativa ai sensi dell'art. 1226 c.c., senza i necessari presupposti, in violazione dell'ordine pubblico. Pessina nel costituirsi in giudizio ha formulato appello incidentale con richiesta di liquidazione di un danno maggiore di quello già liquidato nel lodo, riproponendo l'istanza formulata in sede di arbitrato di un danno complessivamente quantificato in circa 51 milioni di euro. Dopo la prima udienza svoltasi il 16 dicembre 2015, è stata fissata udienza di precisazione conclusioni per il 3 maggio 2016. In occasione di tale udienza le parti hanno precisato le conclusioni e A2A ha formulato anche motivata istanza di rimessione in termini. La Corte ha rinviato l'udienza al 14 giugno 2016. In tale udienza la Corte ha concesso i termini per il deposito di comparse conclusionali e repliche rispettivamente per il 5 settembre e per il 26 settembre 2016, dichiarando che l'istanza di rimessione in termini verrà esaminata e valutata nell'ambito delle conclusionali. Le parti nei termini hanno depositato la memoria conclusiva e la relativa replica reiterando e precisando le rispettive istanze e argomentazioni.

Efficacia ed esecuzione del lodo

Nel luglio 2015, in modo contestuale al ricorso in appello, A2A ha depositato ricorso per la sospensione dell'efficacia esecutiva del Lodo. La Corte di Appello con decreto, emesso dal Presidente della Sezione 1^a Civile in data 10 luglio 2015, senza sentire le parti, ha sospeso l'esecutività del Lodo fino all'udienza davanti al Collegio fissata al 15 settembre 2015. Su istanza congiunta delle parti dell'11 settembre 2015, tale udienza è stata differita al 10 novembre 2015. Con ordinanza emessa fuori udienza in data 19 novembre 2015 è stato revocato il decreto emesso in data 10 luglio. Con provvedimento 3378 del 18 dicembre, il Tribunale di Milano ha concesso la esecutorietà del Lodo richiesta da Pessina, subito sospesa in pari data da provvedimento emesso dal Presidente della Prima Sezione di Corte di Appello su istanza di A2A, fissando l'udienza al 19 gennaio 2016. Con ordinanza 26 gennaio 2016 notificata in data 4 febbraio 2016, la Corte di Appello ha revocato il decreto presidenziale del 18 dicembre 2015 e ha rigettato l'istanza di sospensione del provvedimento impugnato. In data 24 febbraio 2016, Pessina ha notificato atto di precetto e in data 7 marzo 2016 ha notificato atto di pignoramento presso terzi (presso un primario istituto bancario su cui A2A ha aperto specifico conto corrente dedicato), con contestuale assunzione in capo al terzo pignorato degli obblighi che la legge impone al custode. In data 23 marzo 2016, il pignoramento è stato iscritto a ruolo e l'udienza per la dichiarazione del terzo è stata fissata dal Tribunale di Brescia al 23 maggio 2016. In data 15 aprile, i legali di Pessina hanno notificato ad A2A ed all'istituto bancario terzo pignorato il decreto di anticipazione dell'udienza emesso in data 6 aprile 2016 dal Tribunale di Brescia su istanza di Pessina che ha anticipato al 27 aprile l'udienza di dichiarazione di terzo. Successivamente a tale udienza, in data 2 maggio, Pessina ha notificato al terzo pignorato identificazione del credito che è stato pagato l'11 maggio per il valore di 38.524.290,56 euro.

Il Gruppo ha tenuto conto dell'esito del Lodo nella determinazione degli stanziamenti a fondi oneri e rischi futuri, stanziando integralmente l'importo del lodo più le spese, pur nel fermo convincimento delle proprie posizioni.

Vertenze canoni per derivazione acqua pubblica

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica in Lombardia

Con la Legge Regionale n. 22/2011 la Lombardia ha sostanzialmente raddoppiato il canone per l'uso idroelettrico dell'acqua pubblica, con ciò infrangendo i principi di gradualità e ragionevolezza nella determinazione dei canoni, già riconosciuti dalla giurisprudenza, e violando altresì il principio di parità di condizioni concorrenziali tra gli operatori sul territorio nazionale.

A fronte delle richieste di pagamento della Regione per gli anni 2012 e 2013, Edipower S.p.A. ha pertanto versato il canone considerando unicamente l'incremento riconducibile al tasso di inflazione programmato rispetto all'anno precedente. Di conseguenza, per le annualità 2012 e

2013, la Regione ha emesso ingiunzioni di pagamento di quanto non versato dalla società; tali ingiunzioni sono state impugnate da Edipower S.p.A. avanti il Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche di Milano, proponendo eccezione di incostituzionalità della norma regionale. Identica condotta è stata adottata da Edipower per le annualità dei canoni 2014, 2015 e 2016. Peraltro, alcune recenti evoluzioni giurisprudenziali negative (e da ultimo in particolare la Sentenza della Corte Costituzionale 158/2016) hanno indotto Edipower a lasciare estinguere taluni giudizi, onde evitare l'incremento degli interessi e il rischio di condanna a spese legali rilevanti, pur mantenendo intatto il proprio diritto alla ripetizione di quanto risultasse pagato in eccesso, all'esito complessivo del contenzioso.

Identica questione concerne anche le grandi derivazioni in Lombardia di A2A, la quale sin dal principio, in considerazione di specifiche circostanze ad essa proprie, corrisponde integralmente il canone preteso dalla Regione e poi agisce in giudizio per la ripetizione dell'eccedenza.

Inoltre, la D.G.R. della Lombardia n. 5130-2016 ha disposto, attuando il comma 5 dell'art. 53-bis della L.R. 26/2003 introdotto dalla L.R. 19/2010, l'assoggettamento delle concessioni idroelettriche già giunte alla scadenza originaria ad un "canone aggiuntivo" stabilito "provvisoriamente" in € 20/kW di potenza nominale di concessione, fatta salva la richiesta di conguaglio all'esito delle valutazioni in corso da parte degli uffici regionali circa la redditività delle concessioni scadute. Si evidenzia che detto canone aggiuntivo dovrebbe trovare applicazione retroattiva sin dalla scadenza originaria di ciascuna concessione, e dunque per Grosotto, Lovero e Stazzona sin dal 1° gennaio 2011 e per Premadio 1 dal 29 luglio 2013.

A2A, che ha sempre contestato anche in sede giudiziaria la legittimità – in primis costituzionale – del citato comma 5, ha impugnato, al pari di altri operatori, la D.G.R. 5130-2016 innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Per i contenziosi relativi ai canoni di derivazione di acqua pubblica il Gruppo ha stanziato al 30 settembre 2016 fondi rischi per l'importo complessivo di 30,9 milioni di euro pari all'intera pretesa delle controparti.

Carlo Tassara: causa per danni contro EDF e A2A S.p.A. sul riassetto di Edison

In data 24 marzo 2015, la Carlo Tassara S.p.A. ha notificato ad A2A, Electricité de France (EDF) ed Edison un atto di citazione chiedendo al Tribunale di Milano di condannare A2A ed EDF al risarcimento dei danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara, nella sua qualità di socio di minoranza di Edison, in relazione all'OPA obbligatoria lanciata da EDF sulle azioni Edison conseguentemente all'operazione con la quale, nel 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Fino al 2012, infatti, A2A ed EDF hanno detenuto congiuntamente il controllo di Edison S.p.A.. Edison, a propria volta, deteneva il 50% di Edipower S.p.A. (il restante capitale di Edipower era detenuto per il 20% da Alpiq, per il 20% da A2A e per il restante 10% da Iren).

Nell'operazione del 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Nell'atto di citazione notificato, Carlo Tassara lamenta che, nell'operazione, EDF ed A2A avrebbero concordato un reciproco "sconto" sul prezzo pagato da EDF per l'acquisto delle azioni Edison, da una parte, e sul prezzo pagato da A2A per l'acquisto del 70% di Edipower, dall'altra. Tale sconto sarebbe stato il frutto di comportamenti abusivi di EDF ed A2A quali soci di Edison nonché della violazione, tra l'altro, della normativa sulle operazioni con parti correlate. Ciò - a dire della Carlo Tassara - avrebbe consentito di mantenere artificialmente basso il prezzo delle azioni Edison pagato ad A2A e di conseguenza il prezzo di OPA pagato alle minoranze di Edison (che per legge doveva essere uguale a quello pagato ad A2A).

Tuttavia nel 2012 A2A ed EDF avevano volontariamente assoggettato l'Operazione all'esame preventivo della Consob proprio al fine di confermare la correttezza del prezzo d'OPA. A seguito di esami approfonditi, la Consob aveva ritenuto che si potesse riscontrare un meccanismo compensativo nell'operazione nel suo complesso (vale a dire tra la cessione di Edipower da un lato e la cessione di azioni Edison dall'altro) e che pertanto il prezzo d'OPA dovesse essere incrementato da 0,84 euro a 0,89 euro per azione.

Alla luce di tale decisione, le parti avevano incrementato il prezzo di cessione della partecipazione in Edison sulla base del prezzo di 0,89 euro per azione, per un incremento complessivo pari a circa 84 milioni di euro. EDF lanciava l'OPA a 0,89 euro per azione.

Carlo Tassara ricorreva alla Consob al fine di fare incrementare ulteriormente il prezzo d'OPA, ma Consob rigettava l'istanza.

Inoltre, in pendenza di OPA, Carlo Tassara impugnava innanzi al TAR il documento d'OPA e la relativa delibera di approvazione da parte della Consob chiedendo la sospensiva dei mesi per ragioni di urgenza. Tuttavia il TAR rinviava la decisione sulla sospensiva a una data successiva alla chiusura dell'OPA e, a seguito di ciò, Carlo Tassara aderiva all'OPA e rinunciava all'istanza cautelare.

L'atto di citazione non quantifica i danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara in conseguenza di tali operazioni, rinviando per la loro determinazione a quanto risulterà in corso di causa.

Attualmente è in corso il giudizio di primo grado.

Il Gruppo, avendo adempiuto a quanto previsto dalle norme in essere, non ritiene il rischio probabile per cui non ha stanziato alcun fondo.

MARCOPOLO Engineering S.p.A./Linea Ambiente S.r.l. - Ricorso ex art. 703 c.p.c. (R.G. n. 3979/2014)

Nell'ambito del precedente giudizio possessorio già promosso da controparte ai sensi degli artt. 1168 c.c. e 703 c.p.c. (R.G. n. 3979/2014), la cui ordinanza di accoglimento delle domande di reintegra ex adverso proposte è stata confermata anche a seguito di reclamo esperito da parte di Linea Ambiente (R.G. n. 783/2015), la controparte ha inteso promuovere un secondo ricorso di "merito possessorio", con conseguente domanda di risarcimento del danno a carico di Linea Ambiente, sul presupposto di improcedibilità ed inammissibilità dell'ulteriore ricorso proposto da Linea Ambiente ai sensi dell'art. 700 c.p.c. (vedi oltre). La domanda trae il proprio fondamento sul principio di improponibilità del giudizio petitorio in pendenza del giudizio possessorio. Il procedimento di cui al R.G. n. 783/2015 non era infatti ancora concluso al momento della proposizione del ricorso ex art. 700 c.p.c. presentato da Linea Ambiente.

La causa è al I grado di giudizio avanti il Tribunale di Taranto.

È stata depositata la comparsa di costituzione e risposta nell'interesse di Linea Ambiente. Nel corso della prima udienza di comparizione delle parti del 6 aprile 2016 sono stati concessi termini per il deposito delle memorie ex art. 183 comma 6 c.p.c..

La prossima udienza, chiamata per l'assunzione dei mezzi di prova, è fissata per il 26 ottobre 2016.

Il legale incaricato è l'Avv. Giovanni Penzo del Foro di Milano.

Il rischio per tale causa è stato giudicato possibile e non è stato effettuato alcun accantonamento a fondo rischi.

Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali/Lomellina Energia S.r.l./AEEGSI/GSE S.p.A. (R.G. n. 2178/2016)

Il ricorso promosso da CSEA contro Lomellina Energia e nei confronti di AEEGSI e GSE per l'annullamento della sentenza del TAR Milano n. 2645/2015, depositata in segreteria il 15 dicembre 2015 (resa nel giudizio R.G. n. 523/2014), con la quale è stato solo in parte rigettato e solo in parte dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione, il ricorso promosso da Lomellina Energia avverso la comunicazione della Cassa Conguaglio del Settore Elettrico di Roma (ora CSEA), con il relativo allegato A, prot. n. 8549 datata 9 dicembre 2013 e ricevuta in data 17 dicembre 2013 avente ad oggetto "Impianto di produzione di energia elettrica alimentato a rifiuti sito nel Comune di Parona denominato Parona 2 - recupero di importi indebitamente percepiti ai sensi di quanto previsto dalla Delibera AEEG/2013/E/efr", strettamente conseguenziale alla Delibera AEEG n. 174/2013, con la quale viene richiesta la restituzione di asseriti indebiti importi percepiti dalla società, ritenendo che essa abbia beneficiato di incentivi eco-

nomici non dovuti per effetto della asserita circostanza per cui i consumi di energia elettrica dei servizi ausiliari, calcolati forfettariamente nella misura del 5,2% nell'ambito di due convenzioni con il GSE, erano stati ben maggiori rispetto al forfait convenzionalmente stabilito. Con la pronuncia impugnata, il Giudice amministrativo ha ritenuto che il thema decidendum non verte intorno a contestazioni circa un'attività riconducibile, anche mediamente, all'esercizio di potere pubblico, che possa determinare la devoluzione della controversia alla giurisdizione del giudice amministrativo.

La giurisdizione del TAR è stata quindi declinata a favore di quella del giudice ordinario, avanti al quale, ai sensi dell'art. 11, comma 2, c.p.a., è consentito alle parti di proseguire il giudizio entro il termine perentorio di tre mesi dal passaggio in giudicato della predetta sentenza.

Le spese sono state compensate.

Con il ricorso in appello, la CSEA ha ritenuto sussistere il proprio interesse ad impugnare la sentenza appellata proprio nella parte in cui il Giudice amministrativo ha declinato la propria giurisdizione a favore del giudice ordinario.

In particolare, la CSEA ha ritenuto che il TAR erri allorché qualifica quella della Cassa come attività non riconducibile, anche mediamente, all'esercizio di potere pubblico in quanto la CSEA è ente pubblico la cui finalità istituzionale comprende il recupero delle somme, che costituiscono benefici pubblici, indebitamente erogate.

Con il predetto ricorso, pertanto, la CSEA chiede, che a seguito dell'annullamento della sentenza di primo grado, il ricorso di primo grado presentato da Lomellina Energia venga integralmente rigettato.

La causa è al II Grado del Consiglio di Stato.

Il ricorso in appello dinanzi al Consiglio di Stato è stato notificato a Lomellina Energia in data 10 marzo 2016. La società si è costituita nel presente giudizio mediante il legale incaricato in primo grado, l'Avv. Maria Simonetta Mollica Straneo del Foro di Milano. Si è in attesa di fissazione dell'udienza.

Si è ritenuto di stanziare un fondo rischi pari a 3,5 milioni di euro.

In merito allo stato dei principali contenziosi fiscali si segnala quanto segue:

A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per i periodi di imposta 2014 e 2015

Il 19 gennaio 2016 la Guardia di Finanza – Nucleo Polizia Tributaria di Chieti – ha aperto nei confronti della società A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.), per i periodi di imposta 2014 e 2015, una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 25 maggio u.s.. La società ha presentato osservazioni al processo verbale di constatazione elevato dai verificatori. È stato iscritto un fondo rischi di 1,2 milioni di euro.

A2A S.p.A. – Imposta di registro conferimento ramo d'azienda e cessione partecipazione Chi.na.co. S.r.l.

Il 4 aprile 2016 la Direzione Provinciale I di Milano – Ufficio Territoriale di Milano 1 – ha notificato l'invito a comparire per fornire chiarimenti sull'operazione di conferimento di azienda nella società Chi.na.co. S.r.l. e la successiva cessione della partecipazione in essa detenuta oggetto di controllo ai fini dell'imposta di registro. L'invito è stato seguito da un contraddittorio con l'Ufficio e dalla successiva notifica, da parte di quest'ultimo, dell'avviso di liquidazione alla controparte acquirente, che in data 28 settembre 2016, ha proposto ricorso. Il fondo rischi iscritto per 1,4 milioni di euro è stato interamente utilizzato per il pagamento delle somme richieste con l'avviso di liquidazione.

Unareti S.p.A. (già A2A Reti Gas S.p.A.) – COSAP Comune di Milano per gli anni dal 2003 al 2016

Il 27 dicembre 2011 il Comune di Milano ha notificato gli avvisi di pagamento del COSAP per gli anni dal 2003 al 2011. Avverso tali avvisi è stata presentata istanza di annullamento in autotutela degli avvisi in questione che il Comune ha respinto. Avverso tale diniego, l'11 luglio 2012 la società ha presentato atto di citazione avanti al Tribunale di Milano e il 25 settembre 2012 ha presentato ricorso al TAR. Nel mese di dicembre 2014, sono stati notificati avvisi di pagamento per gli anni dal 2012 al 2014 e, nel mese di febbraio 2016, è stato notificato avviso di accertamento per l'anno 2015. Nel mese di febbraio 2015 è stato stipulato un accordo transattivo con il Comune di Milano a definitiva conclusione del contenzioso COSAP per gli anni dal 2003 al 2011 e presentato ricorso avanti al TAR di Milano avverso gli avvisi di pagamento per gli anni dal 2012 al 2014. Nel mese di aprile 2016 è stato presentato ricorso al TAR per l'anno 2015. Nel mese di settembre 2016 è stato notificato l'avviso di pagamento per il 2016. La società sta valutando le azioni conseguenti. È stato iscritto un fondo rischi per 2,9 milioni di euro.

A2A Ambiente S.p.A. (già Partenope Ambiente S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per il periodo di imposta 2011

Il 4 settembre 2014 l'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale di Brescia - ha aperto nei confronti della società Partenope Ambiente S.p.A. (ora A2A Ambiente S.p.A.), per il periodo di imposta 2011, una verifica fiscale generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 6 ottobre 2014. I rilievi emersi attengono a violazioni inerenti, prevalentemente, alle imposte dirette. Il 7 luglio 2015 è stato notificato avviso di accertamento per l'anno 2011. In data 5 ottobre 2015, la società ha presentato all'Ufficio accertatore istanza di accertamento con adesione. Il 22 dicembre 2015, la società e l'Ufficio hanno sottoscritto il verbale di contraddittorio definendo la pretesa tributaria. La società si è iscritta un fondo rischi per 0,3 milioni di euro.

A2A Ambiente S.p.A. (già Aprica S.p.A.) - Verifica tecnica termovalorizzatore di Brescia

Il 7 marzo 2013 l'Agenzia delle Dogane di Brescia ha iniziato una verifica tecnica sul termovalorizzatore di Brescia di proprietà della società Aprica S.p.A. (ora di proprietà di A2A Ambiente S.p.A.). La verifica si è conclusa il 16 gennaio 2014 con la notifica del processo verbale di constatazione per gli anni dal 2008 al 2011. Per gli anni 2008 e 2009, l'Agenzia delle Dogane, il 7 e il 21 maggio 2014 ha notificato gli avvisi di pagamento e i relativi atti di irrogazione sanzioni. Nel mese di luglio 2014 la società ha presentato ricorso avverso i due procedimenti. Relativamente all'anno 2009, il 10 dicembre 2014, la società ha sottoscritto un atto di conciliazione con l'Agenzia delle Dogane di Brescia per la chiusura definitiva della controversia e conseguente estinzione del giudizio. Per il 2008 il contenzioso di primo grado si è chiuso favorevolmente per la società. In data 24 settembre 2015, l'Ufficio ha proposto appello. La società ha depositato le controdeduzioni in data 17 novembre 2015. Con sentenza del 6 giugno 2016 la Commissione Tributaria Regionale ha accolto parzialmente le ragioni della società. Il 5 agosto 2014, l'Agenzia delle Dogane ha notificato i processi verbali di constatazione per gli anni 2012 e 2013. Nel mese di marzo 2016, la società ha definito con l'Agenzia delle Dogane di Brescia gli anni dal 2010 al 2013 con il versamento delle somme dovute sulla base dei medesimi criteri individuati nell'atto di conciliazione per l'anno 2009. Per effetto degli accordi transattivi, il fondo è stato liberato per l'eccedenza e residua un fondo rischi di 0,3 milioni di euro per l'annualità 2008.

A2A S.p.A. (incorporante di AMSA Holding S.p.A.) - Avvisi di accertamento ai fini IVA per i periodi di imposta dal 2001 al 2005

A inizio 2006, la Guardia di Finanza – Nucleo Regionale Polizia Tributaria Lombardia di Milano – ha effettuato una verifica fiscale a carico di AMSA Holding S.p.A. (ora A2A S.p.A.) ai fini dell'IVA per gli anni dal 2001 al 2005.

La verifica si è conclusa con un processo verbale di constatazione con il quale è stata contestata la legittimità dell'applicazione dell'aliquota IVA ordinaria, in luogo di quella agevolata, da parte di fornitori per prestazioni di smaltimento rifiuti e di manutenzione impianti e la conseguente deduzione operata a seguito del regolare pagamento delle fatture per tali prestazioni.

Il processo verbale di constatazione è stato seguito dall'emissione di avvisi di accertamento da parte dell'Agenzia delle Entrate – Ufficio di Milano 3 – per tutte le annualità avverso i quali sono stati proposti i ricorsi in Commissione Tributaria Provinciale nei termini di legge.

In data 25 gennaio 2010 e in data 17 febbraio 2010 sono stati, rispettivamente, discussi il ricorso relativo all'annualità 2001 e i ricorsi relativi alle annualità 2004 e 2005, tutti con esito favorevole per la società. L'Ufficio ha proposto appello avverso tutte le sentenze dei primi giudici. La Commissione Tributaria Regionale ha respinto l'appello dell'Ufficio per il 2001, il 2004 e il 2005.

Per l'annualità 2001 l'Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso in Cassazione a fronte del quale AMSA Holding S.p.A., il 9 novembre 2012, ha proposto controricorso.

Anche per le annualità 2002 e 2003 gli esiti dei contenziosi sono stati favorevoli per la società, ma l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello avverso entrambe le sentenze. Il 30 novembre 2010 è stato discusso l'appello per il 2002 e con sentenza, depositata il 2 febbraio 2011, la Commissione Tributaria Regionale di Milano ha riformato la sentenza dei primi giudici accogliendo l'appello dell'Ufficio per quasi tutte le fattispecie contestate ad esclusione della categoria dei rifiuti pericolosi. La società ha proposto ricorso per Cassazione per l'anno 2002. Per l'anno 2003 il 7 novembre 2011 è stato discusso l'appello proposto dall'Ufficio avanti la Commissione Tributaria Regionale, che lo ha rigettato con sentenza depositata l'11 novembre 2011. L'Ufficio non ha proposto ricorso per Cassazione per le annualità 2003, 2004 e 2005 e le sentenze sono passate in giudicato chiudendo definitivamente il contenzioso. Per le annualità 2001 e 2002 non risultano ancora fissate le udienze di trattazione avanti la Corte di Cassazione. La società si è iscritta un fondo rischi per 1,6 milioni di euro.

A2A Trading S.r.l. - Accertamenti IVA Certificati Verdi 2004 - 2010

L'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato ad A2A Trading S.r.l. in data 23 dicembre 2009 un avviso di accertamento IVA per l'anno 2004 contestando l'omessa fatturazione di operazioni imponibili con conseguente richiesta della maggiore imposta sul valore aggiunto, oltre sanzioni e interessi, per complessivi 3,3 milioni di euro.

In particolare, con l'accertamento in oggetto l'Agenzia delle Entrate ha sanzionato A2A Trading S.r.l. per aver omesso di fatturare nei confronti del *Tollee* (Edipower S.p.A.) presunte cessioni di Certificati Verdi.

Dopo gli opportuni approfondimenti, effettuati anche congiuntamente agli altri *Tollers*, si ritiene che le conclusioni dell'Agenzia delle Entrate non siano condivisibili. Infatti, nel regime del contratto di *Tolling*, i *Tollers* sono da un lato proprietari delle materie prime, compreso il combustibile, che forniscono al *Tollee* per la produzione di energia elettrica, dall'altro titolari "ab origine" dell'energia elettrica prodotta. La consegna dei Certificati Verdi al *Tollee* da parte dei *Tollers* non è quindi in alcun modo configurabile come trasferimento della proprietà degli stessi.

Nessuna violazione, pertanto, può essere imputata ad A2A Trading S.r.l. e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

Per le stesse ragioni, l'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato il 16 dicembre 2010 l'avviso di accertamento IVA per l'anno 2005 e il 31 ottobre 2011 l'avviso di accertamento IVA per l'anno 2006 con conseguente richiesta della maggiore imposta sul valore aggiunto, oltre sanzioni e interessi, rispettivamente per complessivi 5,2 milioni di euro e 11,2 milioni di euro. Come per il 2004, anche per il 2005 e per il 2006 nessuna violazione può essere imputata ad A2A Trading S.r.l. e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

A2A Trading S.r.l. ha presentato ricorso nelle opportune sedi avverso i suddetti avvisi di accertamento chiedendo il totale annullamento della pretesa impositiva.

Per le controversie relative a tutte le annualità contestate la Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto i ricorsi proposti dalla società.

Il 12 marzo 2013 l'Agenzia delle Entrate ha dichiarato, per il 2006, acquiescenza alla sentenza nella parte relativa al contenzioso sui Certificati Verdi e ha proposto appello per i restanti rilievi (283.454,16 euro). L'appello è stato respinto dalla Commissione Tributaria Regionale e l'Ufficio ha proposto ricorso avanti la Corte di Cassazione il 5 agosto 2014 a cui è seguito controricorso della società. Il 6 maggio 2013 l'Agenzia delle Entrate ha notificato la rinuncia all'appello e istanza di estinzione di giudizio per gli anni 2004 e 2005.

Si fa presente che a seguito della richiesta di documentazione relativa ai Certificati Verdi nell'ambito del medesimo contratto di *Tolling* per i periodi d'imposta dal 2007 al 2010, in data 28 ottobre 2011, la Guardia di Finanza – Nucleo di Milano – ha notificato il processo verbale di constatazione evidenziando le medesime violazioni di omessa fatturazione di operazioni imponibili per gli anni 2007, 2008 e 2010. Ad oggi non è stato notificato alcun avviso di accertamento.

Non è mai stato stanziato un fondo poiché la società ha ritenuto non fondate le pretese dell'amministrazione finanziaria.

Raccomandazione Consob n. 61493 del 18 luglio 2013

A seguito della Raccomandazione Consob n. 61493 pubblicata nel mese di luglio 2013, il Gruppo A2A ha effettuato approfondite analisi che hanno individuato nel settore della produzione idroelettrica l'ambito di applicazione per il Gruppo.

Per l'esercizio 2016 gli investimenti inerenti tale settore sono stati marginali e dovuti all'ordinaria manutenzione.

Si precisa altresì che il Gruppo A2A prevede di effettuare investimenti nel comparto idroelettrico nei prossimi esercizi e in particolare interventi di manutenzione e di incremento dell'efficienza energetica di impianti situati in Lombardia e in Calabria.

* * *

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.

Allegati
alle Note illustrative
al Resoconto
intermedio di gestione

1 - Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)
Area di consolidamento			
Unareti S.p.A.	Brescia	Euro	965.250
A2A Illuminazione Pubblica S.r.l.	Brescia	Euro	100
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	150.000
A2A Smart City S.p.A.	Brescia	Euro	3.000
A2A Energia S.p.A.	Milano	Euro	2.000
A2A Trading S.r.l.	Milano	Euro	1.000
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	Euro	70.000
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	Euro	220.000
Aspem Energia S.r.l.	Varese	Euro	2.000
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	Euro	100
A2A Energiefuture S.p.A.	Milano	Euro	20.050
Mincio Trasmissione S.r.l.	Brescia	Euro	10
A2A gencogas S.p.A.	Milano	Euro	450.000
Retragas S.r.l.	Brescia	Euro	34.495
Aspem S.p.A.	Varese	Euro	174
Varese Risorse S.p.A.	Varese	Euro	3.624
Ostros Energia S.r.l. in liquidazione	Brescia	Euro	350
Camuna Energia S.r.l.	Cedegolo (BS)	Euro	900
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100
Plurigas S.p.A. in liquidazione	Milano	Euro	800
Proaris S.r.l.	Milano	Euro	1.875
Edipower S.p.A.	Milano	Euro	475.541
Ecofert S.r.l. in liquidazione	S. Gervasio Bresciano (BS)	Euro	100
Unareti Servizi Metrici S.r.l.	Brescia	Euro	100
Ecodeco Hellas S.A. in liquidazione	Atene (Grecia)	Euro	60
Ecolombardia 18 S.r.l.	Milano	Euro	120
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	Euro	13.515
Sicura S.r.l.	Milano	Euro	1.040
Sistema Ecodeco UK Ltd	Canvey Island Essex (Regno Unito)	GBP	250
Vespia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	10
A.S.R.A.B. S.p.A.	Cavaglià (BI)	Euro	2.582
Nicosiambiente S.r.l.	Milano	Euro	50
Bioase S.r.l.	Sondrio	Euro	677

	% di partecipazione consolidata di Gruppo al 30 09 2016	Quote possedute %	Azionista	Criterio di valutazione
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	91,60%	91,60%	A2A S.p.A. (87,27%) Unareti S.p.A. (4,33%)	Consolidamento integrale
	90,00%	90,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aspem S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	81,90%	89,00%	A2A S.p.A. (74,50%) Linea Energia S.p.A. (14,50%)	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Trading S.r.l.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	71,48%	95,00%	A2A S.p.A. (47%) Linea Energia S.p.A. (48%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Unareti S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	68,58%	68,58%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	96,80%	96,80%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)
Area di consolidamento			
Montichiariambiente S.r.l.	Brescia	Euro	10
Aprica S.p.A.	Brescia	Euro	20.000
Amsa S.p.A.	Milano	Euro	10.000
Bellisolina S.r.l.	Montanaso (LO)	Euro	10
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250
Bergamo Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	10
LA BI.CO DUE S.r.l. (*)	Lograto (BS)	Euro	96
Elektroprivreda Cnre Gore AD Niksic (EPCG)	Niksic (Montenegro)	Euro	907.108
EPCG d.o.o. Beograd	Beograd (Serbia)	Dinar RSD	3.101
Zeta Energy d.o.o.	Danilovgrad (Montenegro)	Euro	14.240
CRNOGORSKI ELEKTRODISTRIBUTIVNI SISTEM D.O.O. PODGORICA	Podgorica (Montenegro)	Euro	278.102
RI.ECO S.r.l.	Novate Milanese (MI)	Euro	1.000
RESMAL S.r.l.	Milano	Euro	500
Galli Ecologista S.r.l.	Novate Milanese (MI)	Euro	100
Resmal Ecologista S.r.l.	Truccazzano (MI)	Euro	80
Linea Group Holding S.p.A.	Cremona	Euro	189.494
Linea Reti e Impianti S.r.l.	Cremona	Euro	7.794
Linea Gestioni S.r.l.	Crema (CR)	Euro	5.000
LD Reti S.r.l.	Lodi	Euro	23.981
Linea Più S.p.A.	Pavia	Euro	5.000
Linea Energia S.p.A.	Rovato (BS)	Euro	3.969
Linea Com S.r.l.	Cremona	Euro	5.833
Linea Ambiente S.r.l.	Rovato (BS)	Euro	3.000
MF Waste S.r.l.	Rovato (BS)	Euro	750
Greenambiente S.r.l.	Priolo Gargallo (SR)	Euro	50
Lomellina Energia S.r.l.	Parona (PV)	Euro	160
S.T.E.A.M. S.r.l.	Rho (MI)	Euro	1.010
Partecipazioni destinate alla vendita			
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700

(*) La percentuale non tiene conto dell'esercizio delle put.

	% di partecipazione consolidata di Gruppo al 30 09 2016	Quote possedute %	Azionista	Criterio di valutazione
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	64,00%	64,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	41,75%	41,75%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	57,86%	51,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (45%) RI.ECO S.r.l. (55%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (45%) RI.ECO S.r.l. (55%)	Consolidamento integrale
	51,00%	51,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	90,85%	90,85%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	96,17%	96,17%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	51,00%	51,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	40,80%	80,00%	MF Waste S.r.l.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Reti e Impianti S.r.l.	Consolidamento integrale
	67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale

2 - Elenco delle partecipazioni
in società valutate col metodo
del Patrimonio netto

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)	
Partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto				
PremiumGas S.p.A.	Bergamo	Euro	120	
Ergosud S.p.A.	Roma	Euro	81.448	
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	600	
Metamer S.r.l.	San Salvo (CH)	Euro	650	
SET S.p.A.	Toscolano Maderno (BS)	Euro	104	
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	Euro	6.000	
Ge.S.I. S.r.l.	Brescia	Euro	1.000	
Centrale Termoelettrica del Mincio S.r.l.	Ponti sul Mincio (MN)	Euro	11	
Serio Energia S.r.l.	Concordia sulla Secchia (MO)	Euro	1.000	
Visano Soc. Trattamento Reflui S.c.a.r.l.	Brescia	Euro	25	
LumEnergia S.p.A.	Lumezzane (BS)	Euro	300	
Sviluppo Turistico Lago d'Iseo S.p.A.	Iseo (BS)	Euro	1.616	
ACSM-AGAM S.p.A.	Monza	Euro	76.619	
Futura S.r.l.	Brescia	Euro	2.500	
Prealpi Servizi S.r.l.	Varese	Euro	5.451	
COSMO Società Consortile a Responsabilità Limitata	Brescia	Euro	100	
G.Eco S.r.l.	Treviglio (BG)	Euro	500	
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	Euro	10	
Tecnoacque Cusio S.p.A.	Omegna (VB)	Euro	206	
Rudnik Uglja Ad Pljevlja	Pljevlja (Montenegro)	Euro	21.493	
ASM Codogno S.r.l.	Codogno (LO)	Euro	1.898	
Bresciana Infrastrutture gas S.r.l.	Roncadelle (BS)	Euro	100	
Totale partecipazioni				

	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 09 2016 (migliaia)	Criterio di valutazione
	50,00%	AzA Alfa S.r.l.	3.188	Patrimonio netto
	50,00%	AzA gencogas S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	AzA S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	AzA Energia S.p.A.	1.844	Patrimonio netto
	49,00%	AzA S.p.A.	847	Patrimonio netto
	49,15%	AzA S.p.A. (48,77%) Unareti S.p.A. (0,38%)	5.842	Patrimonio netto
	47,00%	AzA S.p.A.	2.132	Patrimonio netto
	45,00%	AzA S.p.A.	4	Patrimonio netto
	40,00%	AzA S.p.A.	780	Patrimonio netto
	40,00%	AzA S.p.A.	6	Patrimonio netto
	33,33%	AzA Energia S.p.A.	227	Patrimonio netto
	24,29%	AzA S.p.A.	769	Patrimonio netto
	23,94%	AzA S.p.A.	39.402	Patrimonio netto
	20,00%	AzA Calore & Servizi S.r.l.	638	Patrimonio netto
	12,47%	Aspem S.p.A.	-	Patrimonio netto
	52,00%	AzA Calore & Servizi S.r.l.	78	Patrimonio netto
	40,00%	Aprica S.p.A.	3.400	Patrimonio netto
	50,00%	AzA Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
	25,00%	AzA Ambiente S.p.A.	238	Patrimonio netto
	39,49%	AzA S.p.A.	12.067	Patrimonio netto
	49,00%	Linea Più S.p.A.	3.159	Patrimonio netto
	50,00%	LD Reti S.r.l.	112	Patrimonio netto
			74.733	

3 - Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 09 2016 (migliaia)
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS)			
Infracom S.p.A.	0,44%	A2A S.p.A.	155
Immobiliare-Fiera di Brescia S.p.A.	5,83%	A2A S.p.A.	280
Azienda Energetica Valtellina e Valchiavenna S.p.A. (AEVV)	9,39%	A2A S.p.A.	1.846
Altre:			
AQM S.r.l.	7,52%	A2A S.p.A.	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo dell'Oglio e del Serio s.c.	n.s.	A2A S.p.A.	
Brescia Mobilità S.p.A.	0,25%	A2A S.p.A.	
Consorzio DIX.IT in liquidazione	14,28%	A2A S.p.A.	
Consorzio Ecocarbon	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Consorzio Italiano Compostatori	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Consorzio L.E.A.P.	8,60%	A2A S.p.A.	
Consorzio Milano Sistema in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Consorzio Polieco	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Emittenti Titoli S.p.A.	1,85%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Guglionesi Ambiente S.c.a.r.l.	1,01%	A2A Ambiente S.p.A.	
Isfor 2000 S.c.p.a.	5,13%	A2A S.p.A. (4,94%) Linea Gestioni S.r.l. (0,19%)	
S.I.T. S.p.A.	0,26%	Aprica S.p.A.	
Stradivaria S.p.A.	n.s.	A2A S.p.A.	
Tirreno Ambiente S.p.A.	3,00%	A2A Ambiente S.p.A.	
Prva banka Crne Gore A.D. Podgorica (*)	19,76%	EPCG	

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 09 2016 (migliaia)
DI.T.N.E.	1,45%	Edipower S.p.A.	
SIRIO S.C.P.A.	0,02%	Edipower S.p.A.	
ORIONE S.C.P.A.	0,22%	Edipower S.p.A.	
Blugas Infrastrutture S.r.l.	27,51%	Linea Group Holding S.p.A.	
Casalasca Servizi S.p.A.	13,88%	Linea Gestioni S.r.l.	
SABB S.p.A.	4,47%	Linea Gestioni S.r.l.	
Gestione Multiservice S.c.a.r.l.	6,07%	Linea Più S.p.A. e S.T.E.A.M. S.r.l.	
Crit S.c.a.r.l.	32,9%	Linea Com S.r.l.	
Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione	14,92%	Linea Group Holding S.p.A.	
Totale altre attività finanziarie			10.637
Totale attività finanziarie disponibili per la vendita			12.918

(*) Si segnala che la partecipazione nella Prva banka Crne Gore A.D. Podgorica, considerando anche le azioni privilegiate prive di diritti di voto risulterebbe essere pari al 24,10% del capitale sociale.

Nota: AzA S.p.A. ha partecipato alla costituzione della Società Cooperativa Polo dell'innovazione della Valtellina sottoscrivendo n. 5 azioni del valore nominale pari a euro 50.

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A

Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *capacity payment* introdotto nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adeguatezza del sistema elettrico soprattutto in quei giorni, individuati da Terna e definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Dal 2004 la regolazione dell'Autorità prevede la fissazione ex ante di un gettito raccolto dalle bollette elettriche ed erogato tramite due corrispettivi (denominati CAP1 ed S) agli impianti abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Il D.Lgs. n. 379 stabiliva che, a regime, la remunerazione della capacità dovesse basarsi su un meccanismo di mercato (*capacity market*) che in seguito fu definito dalla Delibera ARG/elt 98/11.

Il disegno definitivo prevede un'asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) e l'obbligo ad offrire la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia e dei servizi e a restituire alla controparte Terna la differenza tra i prezzi di riferimento ed un prezzo *strike* (in €/MWh). Inizialmente il *capacity market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale. Con Delibera 95/2015/I/eel l'Autorità ha proposto al MiSE di ridurre ad un anno il periodo intercorrente tra lo svolgimento dell'asta e la consegna, introducendo inoltre contratti di durata annuale (cd. fase di prima attuazione).

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato alla DG *Competition* il meccanismo a regime ma non quello transitorio. In attesa delle verifiche da parte della UE circa la compatibilità del meccanismo italiano con la disciplina degli aiuti di Stato, alcuni provvedimenti dell'Autorità non sono stati ancora attuati (Delibera 320/2014/R/eel e Delibera 95/2015/R/eel).

Ad aprile 2016 la Commissione Europea ha pubblicato un interim *report* a valle dell'indagine dalla stessa avviata nel 2015 sui meccanismi di remunerazione della capacità in 11 Stati membri. Dalla discussione a Bruxelles emerge l'esigenza di integrare l'attuale disegno di mercato, basa-

to esclusivamente su mercati *spot*, con strumenti che permettano di fornire anche segnali a termine: il modello del regolatore italiano (che ha profili di maggiore concorrenzialità rispetto a quello inglese già approvato dalla Commissione) risponde a queste caratteristiche e potrebbe essere preso a *best practice* anche dagli altri Paesi. Anche il Gruppo A2A ha inviato proprie considerazioni sull'interim *report* relativamente al quale era stata aperta una consultazione.

È prevedibile che ora, coerentemente con le osservazioni dell'interim *report*, si proceda al rapido avvio del *capacity market* in Italia i cui effetti, tuttavia, non sono attesi prima del 2018.

Con Delibera 134/2016/R/eel l'Autorità ha imposto a Terna il ricalcolo, entro il 30 aprile 2016, del corrispettivo S per gli anni 2010 e 2011. Il saldo netto di questi conguagli è stato pari a circa 2,1 milioni di euro e sarà corrisposto in 12 rate mensili di uguale importo a partire dal 29 aprile 2016.

Dal punto di vista della cassa Terna ha liquidato al 30 giugno 2016 12 milioni di euro riferiti alla componente CAP1 2015 mentre si è ancora in attesa della liquidazione della componente S 2015.

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

La Legge n. 116/14, di conversione del Decreto Legge n. 91/04, ha previsto, tra le altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali in bassa e media tensione, che fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra Sicilia e Continente tutte le unità di produzione di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate "essenziali" per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

Dal 1° gennaio 2015 le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state, pertanto, definite dall'Autorità.

Con riferimento alla centrale di San Filippo del Mela (Messina), la Delibera 663/2015/R/eel ha riconosciuto l'essenzialità del gruppo 1 (150 kV) per tutto il 2016 e dei gruppi 2, 5 e 6 (220 kV) fino all'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi, avvenuta il 28 maggio come da comunicazione di Terna ed ex Delibera 274/2016/R/eel.

Con Delibera 300/2016/R/eel è stato quantificato il saldo 2013 per il reintegro dei costi di San Filippo del Mela per effetto del regime di essenzialità (17,7 milioni di euro) e che è stato liquidato entro il 30 giugno. La determinazione del saldo 2014 è attesa entro la fine del 2016.

Entro fine ottobre è prevista la delibera con cui saranno definiti gli impianti essenziali per l'anno 2017.

Conferimento della capacità gas per gli impianti termoelettrici (CCGT)

Il conferimento della capacità di trasporto gas, oggi allocata su base annuale per ciascun anno termico, rappresenta uno dei costi fissi più rilevanti che i CCGT devono sostenere (nel 2015 tale costo è stato nell'ordine dei 6.000 euro/MW).

Con i DCO 409/2015 e 613/2015 l'Autorità ha avviato un progetto pilota di revisione dei criteri di conferimento inizialmente per i soli impianti di generazione elettrica ed eventualmente, in una fase successiva, anche per altre tipologie di clienti. Tale intervento, per stessa ammissione dell'Autorità, è necessario per far fronte alle accresciute esigenze di flessibilità degli impianti termoelettrici legata al forte sviluppo delle rinnovabili.

Seppure inizialmente l'Autorità era propensa per un conferimento di tipo ex-post, la Delibera 336/2016/R/gas ha previsto le seguenti modalità:

- meccanismo di conferimento ex-ante ma con possibilità di accedere a diversi prodotti come quelli oggi disponibili presso i punti di interconnessione con l'estero;
- introduzione di un conferimento giornaliero con un costo pari al corrispettivo di capacità annuale riproporzionato su base giornaliera moltiplicato per un coefficiente k pari a 10. Il prodotto giornaliero sarà disponibile a partire da gennaio 2017;
- mantenimento dello sconto distanza solo per il prodotto annuale;
- dal 1° ottobre 2016 le penali sono state riproporzionate applicando un corrispettivo pari 1,1 volte il corrispettivo unitario giornaliero di capacità moltiplicato per lo scostamento registrato nel giorno.

La riforma è partita dal 1° ottobre 2016 e sarà completa dal prossimo 1° gennaio 2017. Sono in corso di valutazione gli impatti per il Gruppo, in ogni caso già si osserva una riduzione rispetto agli anni passati delle penali di supero.

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici per il periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014) e definizione della nuova disciplina a partire dal 1° agosto 2016

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamenti da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi.

Il contenimento degli sbilanciamenti è auspicabile perché favorisce la riduzione dei costi che ricadono sulla bolletta dei clienti finali in quanto Terna - a fronte di più accurate previsioni da parte degli utenti del dispacciamento - utilizza minori risorse per il bilanciamento in tempo reale del sistema. Per tale ragione la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'Autorità al fine di allineare la regolazione alla necessità di

un'efficiente configurazione di mercato così da spingere gli operatori ad effettuare sempre migliori previsioni di produzione e consumo, evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati.

A seguito di ricorso proposto da parte di alcuni operatori le Delibere 342/2012, 239/2013 e 285/2013 di modifica della suddetta disciplina sono state annullate dal giudice amministrativo per il periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014) per difetto di motivazione sull'urgenza e per difetto di consultazione.

Terna ha effettuato i ricalcoli secondo la disciplina previgente alle delibere annullate e le fatture di conguaglio - nonostante le contestazioni da parte delle società del Gruppo A2A - sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015 (per un controvalore lordo di circa 6,8 milioni di euro).

L'Autorità, rispondendo alle sollecitazioni di alcuni utenti del dispacciamento, con delibera 333/2015/R/eel ha avviato un procedimento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi tra il 2012 e il 2014.

A2A Trading S.r.l., Edipower S.p.A. e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro Terna perché non ha tenuto conto nei conguagli di questo avvio di procedimento (Terna ritiene, infatti, che la delibera non abbia modificato il quadro regolatorio per cui non ha ancora restituito le partite compensate in attesa della fine del procedimento).

Con la Delibera 333/2016/R/eel l'Autorità ha concluso il procedimento di valorizzazione degli sbilanciamenti per il periodo 2012-2014 disponendo entro il 1° novembre 2016 la restituzione da parte di Terna alle società del Gruppo A2A dell'ammontare compensato lo scorso giugno 2015 (6,4 milioni di euro) e la possibilità da parte dei soggetti ricorrenti di scegliere (a livello di gruppo societario) una soluzione alternativa che li vedrebbe penalizzati solo per il 1° semestre sui 4 del periodo in oggetto a seguito di verifiche condotte dell'Autorità.

Con Delibera 444/2016/R/eel è stato modificato il quadro regolatorio sugli sbilanciamenti effettivi a partire dal 1° agosto 2016.

Il provvedimento introduce meccanismi finalizzati a fornire un più efficace incentivo a programmare con diligenza, perizia, prudenza e previdenza, nonché, al contempo, a consentire all'Autorità di rilevare in modo sistematico possibili violazioni di tale obbligo (anche ai fini dell'adozione di misure prescrittive e/o sanzionatorie).

In particolare, la delibera ai fini della valorizzazione degli sbilanciamenti prevede:

- per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili il passaggio ad una valorizzazione mista *single-dual price* che prevede:
 - una banda standard pari a $\pm 15\%$ del programma vincolante modificato e corretto (ban-

da standard complessiva del 30%) per il periodo di prima implementazione (1° agosto 2016 – 31 dicembre 2016); a partire dall'1 gennaio 2017 la banda verrà ridotta a $\pm 7,5\%$ (banda standard complessiva del 15%);

- l'applicazione, all'interno della banda, della valorizzazione oggi in vigore con un prezzo di sbilanciamento indipendente dal verso dello sbilanciamento della singola unità (cd. *single price*);
- l'applicazione, all'esterno della banda, del prezzo zonale del Mercato del Giorno Prima (MGP) in caso di sbilanciamento discorde rispetto all'andamento della macrozona e del prezzo medio delle offerte accettate nel Mercato del Bilanciamento (MB) in caso di sbilanciamento concorde (cd. *dual price*);
- l'introduzione, per le sole unità di consumo, delle verifiche a consuntivo come strumento di monitoraggio del buon funzionamento del mercato, prevedendo la segnalazione automatica da parte di Terna all'Autorità dei soggetti che hanno fatto registrare sbilanciamenti aggregati mensili di notevole entità, superiori ad una soglia di tolleranza del 30% (pari al doppio della banda standard complessiva che sarà in vigore da gennaio 2017);
- per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili di lasciare inalterata la regolazione vigente ossia la possibilità di optare per la valorizzazione al *single price* per l'intero volume sbilanciato, o di aderire al regime alternativo previsto dalla Deliberazione 522/2014/R/eel, basato su bande, differenziate per fonte, all'interno delle quali lo sbilanciamento è valorizzato al prezzo MGP con l'applicazione di una componente perequativa che tiene conto dello sbilanciamento complessivo di tutte le unità che hanno aderito a tale regime, e all'esterno delle quali lo sbilanciamento è valorizzato al *single price*;
- per le unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili:
 - nel periodo di prima implementazione (1 agosto – 31 dicembre 2016) il mantenimento della disciplina oggi vigente (vedi punto precedente) rafforzando comunque l'attività di monitoraggio delle condotte degli operatori;
 - a partire dal 1° gennaio 2017 l'alternativa tra:
 - un meccanismo *single-dual pricing* basato sulla stessa banda standard applicata alle unità di consumo ($\pm 7,5\%$);
 - il regime perequativo definito dalla Delibera 522/2014/R/EEL con una banda del $\pm 8\%$ (identica a quella già prevista per queste unità) all'interno della quale lo sbilanciamento è valorizzato al prezzo MGP con l'applicazione di una componente perequativa che tiene conto dello sbilanciamento complessivo di tutte le unità che hanno aderito a tale regime e all'esterno della quale lo sbilanciamento è valorizzato secondo i prezzi duali.

Con riferimento alla valorizzazione delle risorse di riserva secondaria nel calcolo degli sbilanciamenti la delibera elimina, fin da agosto 2016, il valore dell'attivazione della secondaria dal prezzo di sbilanciamento. Si prevede che tale esclusione sia accompagnata da un aggiornamento da parte di Terna del corrispettivo per il mancato rispetto degli ordini di dispaccia-

mento per evitare che gli utenti del dispacciamento possano trarre vantaggio dalla mancata fornitura del servizio di regolazione secondaria per il quale sono stati selezionati.

La tabella sintetizza le principali modifiche introdotte rispetto al regime precedente.

	Fino al 31 luglio 2016	1° agosto - 31 dicembre 2016	Da 1° gennaio 2017
UP abilitate	<i>Dual pricing</i> (inclusa riserva secondaria)	<i>Dual pricing</i> (esclusa riserva secondaria)	
UC e UP non intermittenti non abilitate	<i>Single pricing</i>	<i>Single-dual pricing</i> Franchigia: $\pm 15\%$	<i>Single-dual pricing</i> Franchigia: $\pm 7,5\%$
UP intermittenti rilevanti	<i>Single pricing</i> ; in alternativa: prezzo MGP + perequazione entro soglia (differenziata per fonte), <i>single pricing</i> oltre		
UP intermittenti non rilevanti	<i>Single pricing</i> ; in alternativa: prezzo MGP entro soglia ($\pm 8\%$) + perequazione, <i>single pricing</i> oltre		<i>Single-dual pricing</i> Franchigia: $\pm 7,5\%$; in alternativa: Prezzo MGP entro soglia ($\pm 8\%$) + perequazione, <i>dual pricing</i> oltre

La nuova disciplina, operativa dal 1° agosto 2016 e che andrà a regime dal 1° gennaio 2017, avrà impatti positivi in termini di potenziale riduzione del costo unitario di sbilanciamento lato unità di produzione termoelettriche mentre non dovrebbe comportare aggravio di costi per le rinnovabili rilevanti.

L'impatto sulle società di vendita dovrebbe essere un contenuto aggravio dei costi di sbilanciamento compensato da un recupero di competitività nelle offerte ai clienti finali.

Incentivi alla produzione da rinnovabili e conversione del Certificato Verde in tariffa

In attuazione della Direttiva 2009/28/CE con D.Lgs. n. 28/2011 sono stati definiti i regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da fonte rinnovabile al 2020, poi attuati con Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 che trova applicazione nei confronti degli impianti di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici.

Il suddetto decreto stabilisce che per gli impianti al di sotto di una certa soglia di potenza siano riconosciute tariffe incentivanti (del tipo *feed-in-premium*) con accesso diretto o tramite iscrizione ai registri, mentre per quelli con potenze superiori è stabilita una procedura d'asta.

Il decreto prevede, inoltre, relativamente agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi (CV), il riconoscimento di un incentivo corrisposto dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto ai CV successivo al 2015 e che si somma ai ricavi di vendita della produzione sul mercato.

Tale incentivo (I) è pari a:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$;
- k = coefficiente tecnologico pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 e per quelli successivi assume i valori definiti dalla Legge 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato, registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Analoga metodologia si applica agli impianti che beneficiano dei CV TLR.

Dal 1° gennaio 2016, gli incentivi sono erogati trimestralmente dal GSE entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento e sulla base della sottoscrizione di una Convenzione e previa registrazione e validazione degli impianti sul portale del GSE denominato GRIN.

Ad oggi:

- Edipower ha già sottoscritto le 3 convenzioni per gli impianti di Mese, Chiavenna e Somplago;
- AzA è in procinto di sottoscrivere le convenzioni per gli impianti di Grosio, Grosotto, Premadio, San Giacomo e Nuovo Canale Viola mentre i dati di Lovero sono ancora in attesa di validazione da parte del GSE;
- AzA Calore & Servizi S.r.l. l'ha già sottoscritta per la centrale di Canavese.

Alla data del 30 settembre l'incasso dell'incentivo per gli impianti il cui iter si era già concluso è stato pari a circa 14 milioni di euro. Si stima entro la fine del 2016 un ulteriore incasso attorno ai 56 milioni di euro che include anche gli impianti oggi in procinto di stipulare la convenzione.

Il GSE ha pubblicato in data 25 marzo 2016 un'informativa sulle scadenze dei CV 2014 e CV 2015 relativamente ai quali può essere chiesto il ritiro al GSE, rispettivamente, entro il 31 marzo 2017 e il 31 marzo 2018.

Questo chiarimento, fortemente auspicato dagli operatori, consente di confermare la possibilità di bancare ed utilizzare il magazzino CV fino alla loro scadenza.

Il Gruppo dispone di CV e CV TLR come di seguito dettagliato:

Disponibilità Conto Titoli Industriale	Scadenza	Totale CV
CV 2014	31/03/2017	441.369
CV TLR 2014	31/03/2017	34.313
CV 2015	31/03/2018	581.390
CV TLR 2015	31/03/2018	68.003
Totale		1.125.075

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'evoluzione della normativa nazionale degli ultimi anni, pur avendo introdotto norme per consentire lo svolgimento delle gare, comporta di fatto una prosecuzione dell'esercizio, da parte degli attuali titolari, delle concessioni idroelettriche di grande derivazione in essere anche qualora formalmente giunte a scadenza, incluse talune di A2A S.p.A. ⁽¹⁾.

L'art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012, ha confermato il termine dei 5 anni prima della scadenza della concessione come limite temporale entro cui indire la gara per la riassegnazione e ha previsto per le nuove concessioni una durata di 20 anni, estendibile fino a 30 in relazione all'entità degli investimenti secondo i criteri stabiliti da un Decreto Ministeriale attuativo, non ancora emanato. Inoltre, è stabilito un regime transitorio speciale (acceleratorio) per l'indizione delle gare relative alle concessioni già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali era impossibile il rispetto dei 5 anni per l'indizione delle gare). Tali gare dovranno essere indette entro 2 anni dalla data di entrata in vigore del predetto Decreto Ministeriale attuativo.

La mancata emanazione, ad oggi, del "DM Gare" configura inevitabile un'estensione di fatto della gestione da parte degli attuali concessionari anche di queste derivazioni in scadenza oltre il 2017.

Il Governo, nell'ambito della costituzione in mora ricevuta della Commissione Europea che afferma la contrarietà della legislazione italiana a principi e norme del diritto comunitario, ha ritenuto di prospettare alla Commissione una futura modifica di tali norme, nell'ambito di un complessivo riassetto del settore.

A livello di normativa regionale, la Regione Lombardia, prima con la Legge n. 19/2010 e poi con la Legge n. 35/2014, ha modificato la Legge Regionale n. 26/2003, inserendo l'articolo 53-bis che disciplina la cd. prosecuzione temporanea dell'esercizio per le concessioni scadute e l'imposizione di un canone aggiuntivo.

A seguito dell'entrata in vigore delle citate leggi regionali, la Lombardia ha prorogato con D.G.R. la durata della "prosecuzione temporanea dell'esercizio" delle concessioni di grande derivazione già scadute tra cui quelle di A2A (Grosotto, Lovero, Stazzona e Cancano-Premadio 1) sino al 31 dicembre 2017, salvo precedente (e del tutto improbabile) conclusione della procedura di assegnazione pubblica.

Va segnalato che per la concessione di Cancano-Premadio 1, la Regione Lombardia pretende di cancellare, con effetto sin dalla scadenza del 28 luglio 2013, l'esenzione parziale dal canone

(1) Le concessioni di Grosotto, Lovero e Stazzona sono scadute al 31/12/2010 mentre quella di Premadio 1 al 28/07/2013 (Premadio 2 ha validità sino al 31/12/2043). La concessione di Grosio scadrà al 16/11/2016 mentre le altre concessioni A2A S.p.A. (Nucleo Calabria) ed Edipower S.p.A. (Friuli e Valchiavenna) scadranno al 31/12/2029 (ex D.Lgs. n. 79/1999).

demaniale della quale gode tale concessione. Le relative D.G.R. sono state, dunque, impugnate con un ricorso tuttora pendente innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP).

Infine, con l'art. 62 della Legge 221/2015 (cd. "Collegato Ambientale") il legislatore ha parificato al rialzo l'importo unitario del sovracanone BIM dovuto dai concessionari di piccole derivazioni superiori a 220 kW di potenza nominale, rendendolo identico a quello dovuto dai titolari di grandi derivazioni superiori ai 3 MW.

La Legge di Stabilità 2016 ha previsto, all'art. 1, comma 671, il rimborso dei canoni idroelettrici aggiuntivi versati allo Stato negli anni 2006-2007, a fronte di un rinnovo delle concessioni. Tale previsione fu, infatti, dichiarata incostituzionale dalla Corte Costituzionale.

I canoni aggiuntivi corrisposti da A2A S.p.A. e da Edipower S.p.A. nel 2006 e 2007 sono pari a circa 11,5 milioni di euro tra versamenti allo Stato (9,6 milioni di euro interessi inclusi) e alle amministrazioni comunali (1,9 milioni di euro). Si sta procedendo al recupero delle somme versate allo Stato che utilizzerà i proventi delle aste delle quote CO₂ per effettuare i rimborsi auspicabilmente nel 2016.

Con la Delibera di Giunta Regionale 5130/2016 del 9 maggio 2016 la Regione Lombardia ha quantificato in via provvisoria il cd. "canone aggiuntivo" per le concessioni idroelettriche di grande derivazione scadute, introdotto dalla L.R. 19/2010 ma sinora mai attuato, nella misura di 20 €/kW di potenza nominale media di concessione, con riserva di successivo incremento (e relativo conguaglio) qualora dagli studi che la Regione sta conducendo emergesse che la cd. "rendita" delle concessioni scadute fosse superiore.

A2A S.p.A. ha presentato ricorso alla DGR 5130/2016 lo scorso luglio e il 16 novembre p.v. si terrà la prima udienza al TSAP. Il provvedimento ha, infatti, un impatto negativo nell'ordine di 8,8 milioni di euro di arretrati (al riguardo è stato accantonato un fondo) e di 3 milioni di euro/anno dal 2017.

Questa D.G.R. è stata adottata nonostante la pendenza del ricorso promosso dal Governo nazionale alla Corte Costituzionale vs la L.R. lombarda 22/2015. Gli argomenti svolti dal Governo sono identici a quelli degli operatori e di A2A che ha impugnato le precedenti delibere regionali di "prosecuzione temporanea dell'esercizio" delle proprie concessioni in forza del principio di omogeneità dei canoni sul territorio nazionale in quanto condizione afferente la concorrenza (art. 37, comma 7, Legge 134/2012), e in quanto il "Decreto Bersani" (D.Lgs. 79/99, art. 12, comma 8bis) è netto nel sancire che l'esercizio delle concessioni scadute è proseguito, sino alla nuova assegnazione, dal concessionario uscente a condizioni invariate, senza che occorra alcun provvedimento regionale.

Ovviamente i ricorsi governativi (di recente promossi anche contro norme regionali piemontesi e abruzzesi di incremento abnorme dei canoni demaniali ordinari) sono promossi anche

nell'ottica della riforma del Titolo V della Costituzione e del ritorno allo Stato delle competenze in materia energetica.

La Regione fonda, invece, il canone aggiuntivo sul presupposto che le opere e gli impianti idroelettrici in questione siano già divenuti di sua titolarità, applicando il vecchio art. 25, comma 1, T.U. 1775/33, superato dall'art. 37 della Legge 134/2012. Il canone aggiuntivo rappresenterebbe il corrispettivo per il godimento di tali beni da parte degli "ex concessionari", che però sui medesimi continuano a pagare IMU e altri oneri.

Si segnala che la Corte Costituzionale si è espressa a favore dei canoni imposti dalla Regione Piemonte (Sentenza n. 158, 3 maggio 2016) con la propria L.R. n. 22/2014, ritenuta legittima in assenza del DM previsto dall'art. 37, comma 7, della Legge 134/2012, che dovrebbe stabilire i criteri generali per la determinazione, secondo principi di economicità e ragionevolezza, da parte delle Regioni, di valori massimi dei canoni delle concessioni ad uso idroelettrico.

Sistemi Efficienti d'Utenza

I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo costituiti da almeno un impianto di produzione e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto, alla rete pubblica.

L'ottenimento della qualifica di SEU o SEESEU, rilasciata dal GSE, consente il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema, come previsto dal D.Lgs n. 115/08.

Il D.L. 91/14, la legge 116/14 e la Delibera dell'Autorità 578/2013/R/eel definiscono il quadro dei SEU che possono essere ricondotti ad uno schema in cui vi è un'unica Unità di Consumo e Unità di Produzione che, se riconosciute come tali, consentono il pagamento di oneri generali pari al 5%.

Per poter beneficiare di tale vantaggio a partire dal 1° gennaio 2014 i SEU entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2014 dovevano ottenere la qualifica dal GSE secondo una delle possibili tipologie entro il 30 settembre 2015. È, altresì, possibile qualificare il sistema dopo tale data ma i benefici si calcoleranno a partire dal mese successivo la qualifica. Per i sistemi entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2015 occorrerà fare richiesta di qualifica dopo l'entrata in esercizio.

Con chiarimento del 12 giugno 2015 l'Autorità ha specificato che all'interno dei servizi ausiliari di generazione si intendono i servizi ausiliari di cui alla definizione Unipede (ora Eurelectric) e, quindi, anche gli impianti asserviti alla produzione quali, ad esempio, gli impianti di movimen-

tazione del combustibile, il riscaldamento, l'illuminazione e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale. La valenza delle SEU ed il chiarimento dell'Autorità sui servizi ausiliari è duplice perché consente:

- agli impianti del Gruppo A2A di beneficiare sugli autoconsumi dell'esenzione dal pagamento del 95% degli oneri di sistema sull'energia autoprodotta e consumata;
- di formulare proposte di investimento, interne al Gruppo o verso clienti terzi, volte a realizzare presso utenze industriali impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile.

Si segnala, tuttavia, che sono possibili revisioni della normativa SEU - e dei benefici connessi - alla luce delle Linee Guida UE sugli Aiuti di Stato.

In particolare, con il DCO 255/2016 l'Autorità, ai sensi dell'art. 3 del D.L. 210/2015 (Milleproroghe), ha proposto, con decorrenza 1° gennaio 2016, una riforma degli oneri generali del sistema elettrico applicati ai clienti non domestici secondo tre diverse opzioni di ripartizione degli stessi tra componente fissa (€/anno), componente capacità (€/kW) e componente variabile (€/kWh).

REMIT - Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso e avvio di procedimenti per potenziali abusi di mercato

Il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 (REMIT) sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso ha stabilito regole comuni volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale regolamento impone l'obbligo in capo agli operatori di mercato di:

- a. pubblicare le informazioni privilegiate di propria pertinenza;
- b. trasmettere ad ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), direttamente o tramite soggetti terzi, i dati inerenti le operazioni effettuate su prodotti energetici all'ingrosso sia ordini di compravendita che transazioni concluse (obbligo di *reporting*).

In tema di informazioni privilegiate già dal 2011 A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. pubblicano sui siti web le indisponibilità degli impianti di generazione maggiori di 100 MW. Le società hanno oggi aderito alla piattaforma P.I.P. implementata dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) per la centralizzazione delle informazioni privilegiate.

In tema di *reporting*, la Commissione, in attuazione del REMIT, ha adottato il Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 (*Implementing Acts*) che ha stabilito modalità e tempistiche per l'adempimento. I dati da segnalare riguardano i contratti standard conclusi su mercati orga-

nizzati e quelli non standard conclusi bilateralmente, i contratti relativi al trasporto di energia elettrica e gas e i dati fondamentali relativi ai sistemi di stoccaggio. Gli operatori di mercato coinvolti devono inviare i dati ad ACER tramite i mercati organizzati dove è stata effettuata l'operazione (es. GME) o tramite le piattaforme di brokeraggio dove figurano scambi di energia elettrica e gas.

Per poter effettuare le comunicazioni ad ACER occorre registrarsi presso il Registro nazionale degli operatori di mercato istituito presso l'Autorità. Sono iscritte al Registro dell'Autorità:

- dal 7 ottobre 2015: A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. per le quali l'obbligo di *reporting* decorreva da tale data (operazioni sui mercati organizzati);
- dal 7 aprile 2016: A2A Energia S.p.A., A2A S.p.A., A2A Calore & Servizi S.r.l., A2A Ambiente S.p.A., Aspem Energia S.r.l., Metamer S.r.l., PremiumGas S.p.A. e Retragas S.r.l. per le quali l'obbligo di *reporting* decorreva da tale data (contratti non standard).

È prevista una sanzione amministrativa pecuniaria da 10.000 a 200.000 euro per ciascun operatore che agisce nei mercati energetici all'ingrosso oggetto dell'obbligo senza essere registrato. L'art. 22 della Legge 30 ottobre 2014, n. 61, attribuisce, inoltre, all'Autorità ampi poteri di indagine e di sanzione sull'applicazione del REMIT.

Con Delibere 342/16/E/eel e 459/2016/E/eel l'Autorità ha avviato due procedimenti per l'adozione di misure volte a promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati, mediante l'adozione di provvedimenti prescrittivi ovvero anche mediante provvedimenti di regolazione asimmetrica, nei confronti di alcune condotte poste in essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, suscettibili di avere effetti negativi sui mercati energetici e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del REMIT.

Le condotte degli utenti potrebbero configurarsi come:

- potenziali abusi di mercato, ai sensi dell'articolo 5 del REMIT, in ragione degli effetti o dei segnali inviati (o suscettibili di inviare) sull'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso;
- possibili violazioni dell'articolo 14, comma 6, della Deliberazione 111/06, limitatamente alle strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Il procedimento si concluderà entro 90 giorni dalla pubblicazione della Delibera 459/2016 (4 novembre).

Per il Gruppo A2A il procedimento ha riguardato:

- A2A Energia S.p.A.: a cui è stata notificata la Delibera 342/2016. La società ha inviato una memoria volontaria e l'Autorità ha comunicato l'archiviazione del procedimento.

- AzA Trading S.r.l.: a cui è stata notificata la Delibera 342/2016. La società ha inviato una memoria volontaria e l'Autorità ha comunicato l'archiviazione del procedimento.
- AzA Energiefuture S.p.A.: a cui è stata notificata la Delibera 459/2016.

Infine, il 6 ottobre 2016, su segnalazione dell'Autorità, l'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato ha avviato nei confronti di Enel S.p.A., Enel Produzione S.p.A. e Sorgenia S.p.A. due procedimenti istruttori per presunte violazioni delle disposizioni in materia di concorrenza nei mercati dell'energia elettrica (MGP/MI ed MSD) – polo di Brindisi. Il termine per la chiusura di entrambi i procedimenti è fissato entro il 30 maggio 2017.

Business Unit Commerciale

DdL Concorrenza e Tutela SIMILE: cessazione delle tutele di prezzo

Nella seduta del 7 ottobre 2015 la Camera ha approvato il Disegno di Legge annuale per il mercato e la concorrenza (cosiddetto DdL Concorrenza), tuttora in discussione al Senato nell'ambito del processo di conversione in Legge.

È previsto il superamento del regime di tutela (gas) e maggior tutela (elettrica) dal 1° luglio 2018. L'assetto operativo di tale superamento sarà delineato da un successivo Decreto MiSE.

Tema cruciale è il trattamento dei clienti «inerti» che alla data prevista non avranno scelto il fornitore sul mercato libero e si troveranno ancora «allacciati» al loro fornitore storico. Nella seduta della Commissione Industria del 9 giugno è stato ritirato un subemendamento relativo alla previsione di aste per l'uscita dalla tutela, il quale però è stato trasformato in un ordine del giorno di cui dovrà tenere conto il sopra citato Decreto MiSE.

Al momento il cliente «che non ha scelto» ovvero che è rimasto «senza fornitore» finirà in regime di salvaguardia attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero secondo disposizioni definite dall'Autorità.

L'Autorità in parallelo ha portato avanti un proprio percorso di riforma al fine di promuovere il superamento del regime di maggior tutela elettrico. Dopo un lungo processo di consultazione (DCO 421/2015 e DCO 75/2016) con Delibera 369/2016/R/eel ha riformato i meccanismi di tutela nei confronti dei clienti domestici e dei clienti BT altri usi (si tratta di circa 25 milioni di POD per 58 TWh) prevedendo, a partire dal 1° gennaio 2017:

- il servizio di maggior tutela riformato (MTR) da definirsi con successivo provvedimento dove il fornitore rimarrebbe Acquirente Unico ma sarebbe prevista una revisione delle condizioni economiche relative alla componente energia del prezzo;
- il meccanismo transitorio della Tutela SIMILE (TS - *Simile ad una fornitura di Mercato Italiano Libero dell'Energia elettrica*) offerto da venditori selezionati dall'Acquirente Unico, a cui potranno aderire volontariamente i clienti ancora in maggior tutela e le cui caratteristiche sono:
 - Acquirente Unico come Amministratore: svolge la selezione dei venditori ammessi alla

fornitura della TS individuati sulla base di determinati requisiti di solidità economica e finanziaria, oltre che operativi (portafoglio clienti elettrici e gas già serviti di una certa dimensione);

- sito Web Centrale creato da Acquirente Unico. L'adesione da parte dei clienti alla TS sarà possibile esclusivamente attraverso questo sito;
- un prezzo comparabile al servizio di MTR al netto di un bonus una tantum (in €/POD) definito da ciascun fornitore. È prevista una componente (PCR) a copertura dei rischi che potrà subire il fornitore in sede di approvvigionamento dell'energia elettrica;
- un tetto per ciascun fornitore pari a 500.000 clienti serviti in TS;
- condizioni generali del contratto standard che sarà di durata annuale senza rinnovo e senza offerta di servizi o promozioni aggiuntivi. Allo scadere del contratto il cliente potrà aderire ad un'offerta di mercato libero con il fornitore della TS o con un altro fornitore liberamente scelto dal cliente ovvero ritornare nel mercato tutelato.

A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di ammissione all'Acquirente Unico per la fornitura della TS entro la scadenza prevista del 21 ottobre.

Unbundling funzionale e Brand unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com ha adottato disposizioni in materia di *brand unbundling* per i venditori del mercato libero esercenti anche il servizio di maggior tutela disponendo:

- entro il 30 giugno 2016, data in seguito prorogata al 1° gennaio 2017 ai sensi della Delibera 327/2016/R/eel: l'utilizzo di politiche di comunicazione e marchi distinti per lo svolgimento di ciascuna delle due attività, pur sempre nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- entro il 1° gennaio 2017: che le rispettive attività commerciali siano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.

A2A Energia S.p.A. ha impugnato l'art. 17.9 della Delibera 296/2015/R/com che introduce l'obbligo, per i venditori, di utilizzare canali informativi, spazi fisici e personale separati tra vendita sul mercato libero e servizio di maggior tutela senza prevederne la copertura dei costi. Si è proceduto a chiedere un rinvio dell'udienza (in precedenza fissata per il 12 maggio), tenuto conto che la Delibera 659/2015/R/eel ha previsto che, nell'ambito del primo aggiornamento annuale della RCV (dal 2017), si terrà conto dei costi connessi al *debranding* tra mercato libero e maggior tutela. In attuazione di tale previsione, l'Autorità ha chiesto di fornire indicazione sugli eventuali costi sostenuti nel 2015 dalle imprese di vendita esercenti il servizio di maggior tutela per l'adempimento agli obblighi di *brand unbundling*.

Il 17 maggio è stata trasmessa un'istanza all'Autorità per richiedere, limitatamente ad Aspem Energia S.p.A., una deroga in merito alle previsioni di *brand unbundling* tra distribuzione e

vendita in considerazione del fatto che entro la fine del 2016 (con effetti contabili retroattivi dal 1° gennaio 2016) tale società sarà incorporata in A2A Energia S.p.A.. Tale istanza è stata formalmente accettata dall'Autorità con comunicazione del 27 giugno 2016.

Da ultimo si segnala che Enel, Enel Distribuzione e Enel Servizio Elettrico, con tre separate istanze, avevano presentato ricorso contro la Delibera 296/2015/R/com, contestando la competenza dell'Autorità in materia di separazione del marchio. Il TAR Lombardia a fine aprile ha respinto tali ricorsi sia su *brand unbundling* tra distribuzione e vendita che tra mercato libero e servizio maggior tutela, riconoscendo la competenza dell'Autorità a legiferare in materia, potere conferitole dal D.Lgs. 193/11 in coerenza con la normativa comunitaria.

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

La Legge n. 208/2015 recante “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” (cd. Legge di Stabilità 2016), ai commi 152-164 dell'articolo 1 ha disciplinato l'addebito del canone RAI per il tramite delle fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti.

L'importo complessivo del canone sarà suddiviso in 10 rate mensili che verranno addebitate nell'ambito delle fatture destinate ai clienti a cui vengono applicate tariffe per residenti (se non esenti) a partire dal mese di luglio.

Per l'attuazione di quanto sopra il MiSE, di concerto con il Ministero delle Finanze, ha emanato il Decreto recante il “Regolamento recante attuazione dell'articolo 1, comma 154, della Legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Canone RAI in bolletta)”.

Alle imprese investite dall'attività di riscossione del canone saranno riconosciuti i costi nella misura di 14 milioni di euro per il 2016 e altri 14 milioni di euro per il 2017. Tali costi verranno rimborsati dall'Agenzia delle Entrate (AdE) e saranno ripartiti tra gli operatori sulla base di criteri definiti dall'Autorità che dovrà anche stabilire i contenuti e le modalità attraverso cui le imprese devono rendere disponibili le informazioni sui costi/investimenti sostenuti.

Nell'ambito di un Tavolo ad hoc, costituito tra le associazioni degli operatori, l'Acquirente Unico e l'AdE, sono state individuate le modalità operative ed i flussi informativi funzionali all'implementazione delle disposizioni del Decreto, ed in particolare le modalità e i tempi per la comunicazione da parte dell'AdE dell'elenco dei cittadini ai quali dovrà essere addebitato il canone. Nel mese di maggio l'Acquirente Unico ha emanato le Specifiche Tecniche di processo di trasmissione dei dati relativi all'applicazione del Canone RAI tramite SII.

All'inizio del mese di luglio, a seguito di una richiesta avanzata congiuntamente dalle associazioni degli operatori, l'AdE ha provveduto a fornire alcuni chiarimenti in materia fiscale ed in

merito alla corretta dicitura da riportare nelle fatture (quest'ultima disposizione non coerente con quanto disposto dall'Autorità con Delibera 610/2015/R/com e, quindi, rettificata successivamente con Delibera 378/2016/R/eel).

Aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela per il III trimestre 2016

Con Delibera 354/2016/R/eel l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche del servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2016, disponendo un aumento del 4,3% a seguito del recepimento in tariffa dei cd. extra-costi di dispacciamento sostenuti da Terna e già oggetto di un avvio di procedimento volto a verificare eventuali condotte scorrette degli operatori (ex Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel).

Sulla base del ricorso al TAR Lombardia presentato dalle associazioni dei consumatori Codacons e Comitas contro la Delibera 354/2016/R/eel, il giudice con un decreto cautelare monocratico in data 19 luglio ha sospeso la Delibera di aggiornamento tariffario in attesa dell'udienza della Camera di Consiglio del 15 settembre. L'Autorità ha immediatamente presentato istanza di revoca verso il decreto cautelare monocratico, istanza che però è stata respinta dal TAR che ha confermato la bocciatura degli aumenti delle tariffe elettriche scattati lo scorso 1° luglio.

Nell'udienza del 15 settembre, il TAR ha, tuttavia, confermato gli aggiornamenti ex Delibera 354/2016 fino all'udienza del 16 febbraio 2017. Al tempo stesso ha ordinato ad AEEGSI di adottare un provvedimento per predeterminare le modalità per la liquidazione e corresponsione automatica, senza necessità di apposita richiesta da parte dei clienti finali, dei rimborsi spettanti in caso di esito favorevole della controversia.

Con Delibera 575/2016/R/eel l'Autorità ha stabilito un meccanismo di restituzione automatica agli utenti degli importi che saranno recuperati da Terna in forza:

- degli eventuali provvedimenti prescrittivi verso alcuni utenti del dispacciamento in prelievo e in immissione (unità non abilitate) che già prefigurano un percorso di recupero e i cui esiti deriveranno anche dai contraddittori tra ciascun operatore e Terna;
- delle misure di regolazione asimmetrica destinate agli utenti del dispacciamento in immissione (unità abilitate) che saranno adottate e su cui si attende a breve un documento di consultazione.

Il meccanismo di restituzione prevede di includere gli importi recuperati nella determinazione dell'*uplift* del primo trimestre utile, consentendo l'immediato riconoscimento dei recuperi agli utenti del dispacciamento e per loro tramite ai clienti sia del mercato libero sia tutelato (senza alcuna distinzione).

In attesa della chiusura dell'iter processuale gli esercenti la maggior tutela hanno applicato in alcuni periodi (fino al 19 luglio) le condizioni economiche del secondo trimestre, in altri periodi (dal 15 settembre) le condizioni economiche del terzo trimestre.

Servizio di tutela gas:

a) revisione delle condizioni economiche

La Delibera 166/2016/R/gas ha stabilito le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela gas per il periodo ottobre 2016-dicembre 2017 (data oltre la quale, ai sensi del DdL Concorrenza, potrebbe essere prevista la cessazione delle tutele di prezzo).

La componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso (C_{mem}) rimarrà definita in base all'attuale formula di aggiornamento, ossia sulla base delle quotazioni *forward* trimestrali OTC rilevate presso l'*hub* TTF, mantenendo le attuali modalità di riconoscimento dei costi di logistica.

La componente CCR a copertura dei costi relativi alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso ad alla copertura di alcuni rischi è stata rivista al rialzo rimodulando il riconoscimento di alcuni rischi. Viene, infine, prevista l'estensione al 31 dicembre 2017 dell'applicazione della componente GRAD, rimodulata al fine di mantenere invariato il gettito atteso.

La revisione delle componenti CCR e GRAD ha un impatto positivo di circa 730.000 euro sul biennio 2016/2017. Infine si prevedono benefici indiretti sui contratti a mercato libero a partire dal 2018 per l'innalzamento del *benchmark* di prezzo.

b) meccanismo A_{PR} di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas

Con Delibera 447/2013/R/gas l'Autorità ha introdotto un meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale in base al quale i venditori ammessi al meccanismo acquisiscono il diritto al riconoscimento di un importo «compensativo» che sarà quantificato a fine 2016 e riconosciuto sui volumi forniti ai clienti in tutela serviti con contratti di lungo termine nel corso degli a.t. 2010-2011 e 2011-2012 (A_{PR}).

Il valore unitario dell'elemento A_{PR} è stato inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ; esso è soggetto ad aggiornamento annuale da parte dell'Autorità in ragione dell'andamento dello *spread* tra P_{top} (costo di approvvigionamento da contratti *long term*) e C_{mem} (prezzo *spot*).

A2A Energia S.p.A. e Aspem Energia S.p.A. sono state ammesse al meccanismo per un totale complessivo massimo di 26,4 milioni di euro. Il valore definitivo sarà disponibile a fine esercizio 2016. Il Gruppo iscriverà il provento a Conto economico una volta accertati a titolo definitivo gli importi.

Al momento sono già stati definiti i primi 2 acconti, pari ciascuno al 40% dell'importo complessivo, ma, come risulta dalla Delibera 556/2015/R/gas, il Conto istituito presso la CSEA per la copertura del meccanismo A_{PR} , alimentato dalla componente C_{PR} pagata dai clienti finali, non è capiente per l'erogazione del secondo acconto e l'Autorità ha dato mandato di procedere a pagamenti pro-quota.

c) applicazione di un coefficiente riduttivo alla componente QE

Con Delibera ARG/gas 89/10 l'Autorità, a fronte di mutamenti dello scenario di riferimento determinati da una fase congiunturale di riduzione dei consumi, da un eccesso di offerta e da una rinegoziazione al ribasso dei contratti gas di tipo *take or pay*, ha ritenuto opportuno trasferire ai clienti finali i potenziali benefici introducendo, per l'anno termico 2010-2011, un coefficiente riduttivo k applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento).

Tale revisione è stata confermata dalla successiva Delibera ARG/gas 77/11 che ha disposto la proroga fino al 30 settembre 2012 di tale meccanismo, rivedendo leggermente al rialzo il valore del coefficiente k (da 0,925 a 0,935).

A2A Energia (comprese ex ASMEA ed ex BAS Omniservizi) e Plurigas hanno presentato ricorso contro la Delibera ARG/gas 89/10 contestando l'arbitrarietà del valore del coefficiente k . Il ricorso è stato esteso anche alla Delibera ARG/gas 77/11.

Nel marzo del 2013 il TAR si è espresso a favore delle società ricorrenti, annullando quanto stabilito dalla Delibera ARG/gas 89/10 e dalle successive correlate (233/10, 77/11, 84/11 e 132/11), sentenza poi appellata dinanzi al Consiglio di Stato dall'Autorità.

Con l'Ordinanza collegiale n. 288/2016 il Consiglio di Stato ha richiesto ulteriori informazioni, ritenendo di dover svolgere approfondimenti nei confronti dell'Autorità e degli operatori ricorrenti. L'udienza di merito si è tenuta lo scorso 22 settembre 2016 e si è in attesa della pubblicazione della sentenza.

In ogni caso, anche nell'ipotesi di vittoria delle ricorrenti al Consiglio di Stato è, comunque, prevedibile attendersi un provvedimento dell'Autorità che ridetermini le tariffe per quegli anni.

Business Unit Ambiente

Testo Unico sui Servizi Pubblici Locali di Interesse Economico Generale

Il Consiglio dei Ministri il 20 gennaio scorso ha adottato lo schema di D.Lgs. recante “*Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*”.

La Commissione Affari Costituzionali della Camera e la Commissione Affari Costituzionali del Senato hanno concluso il 19 ottobre 2016 l'esame, in sede consultiva, dello schema di D.Lgs, dopodiché il Governo emanerà il decreto finale per la pubblicazione in G.U..

L'articolo 16 attribuisce poteri di regolazione, controllo e sanzionatori all'Autorità sul ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, allo scopo di garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee sul territorio nazionale e adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale ambientale e di impiego appropriato delle risorse.

A seguito di tale attribuzione la denominazione dell'AEEGSI varierà in *Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente* (ARERA).

A tal fine, con Delibera 78/16/A l'Autorità ha avviato un procedimento per il riassetto organizzativo a seguito dell'attribuzione delle nuove funzioni nell'ambiente.

Il servizio idrico integrato è, invece, stato stralciato dal provvedimento.

Biometano

Il biometano è un gas che contiene almeno il 95% di metano ed è prodotto da fonti rinnovabili: può, infatti, derivare dal biogas prodotto dalla digestione anaerobica di biomasse in ambiente controllato (digestore) o in discarica, in seguito alla decomposizione dei rifiuti, o dal gas derivante dalla gassificazione delle biomasse. Sottoposto ad un processo di purificazione e di *up-grading*, raggiunge la qualità del gas naturale e, rispettando le caratteristiche chimico-fisiche previste nelle direttive dell'Autorità, è idoneo alla successiva fase di utilizzo.

Per il Gruppo A2A i temi legati agli impieghi del biometano si suddividono in due categorie:

- A) Norme tecniche che disciplinano: (a) la connessione in rete degli impianti di produzione (i.e. pressione, misura); (b) la qualità del biometano che i produttori devono rispettare al fine di non creare danni alla rete e agli utenti; (c) la parità di trattamento e le responsabilità rispetto al disegno del mercato (i.e. norme relative al trattamento dei punti di immissione sulla rete, al potere calorifico, ecc.). Al riguardo sono in via di approvazione: (a) il Codice di rete del trasporto da parte dell'Autorità; (b) 2 documenti tecnici redatti dalle Associazioni di Categoria (implementazione ex art. 6 della Delibera 46/2015 e di un altro sullo "standard" di regole di connessione). Inoltre il Comitato Italiano Gas (CIG) deve pubblicare la norma tecnica di aggiornamento sul biometano ai fini dell'immissione in rete.
- B) Sistema di incentivazione che dipende dall'utilizzo che viene fatto del biometano:
 - 1) cogenerazione
 - 2) immissione in rete
 - 3) uso autotrazione

Il D.M. è in fase di revisione con una nuova bozza in circolazione che apporta modifiche alle modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale ed introduce la definizione di biometano avanzato (biometano ottenuto a partire dalla Frazione organica del rifiuto solido urbano - Forsu).

Il presidio delle due tematiche, sia tecnica che ministeriale, è necessario al fine di supportare gli investimenti in via di definizione da parte del Gruppo.

Energia destinata ai servizi ausiliari per i termoutilizzatori in regime Cip 6/92

In esito alla chiusura di alcuni procedimenti ispettivi avviati dall'Autorità per il tramite del GSE presso alcuni termovalorizzatori del Gruppo in regime CIP 6/92, è stata richiesta la restituzione di una parte degli incentivi ricevuti, considerati indebitamente percepiti negli anni di vigenza delle relative convenzioni di ritiro con il GSE.

La questione verte sulle modalità di computo dei cd. consumi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di centrale che sono stati ritenuti sottostimati rispetto al forfait definito nella convenzione con una conseguente maggior energia ceduta/pagata al/dal GSE.

L'Autorità con la Delibera 414/2016/E/efr ha disposto il recupero amministrativo da parte di CSEA anche delle somme indebitamente percepite da A2A Ambiente S.p.A. con riferimento al termovalorizzatore di Goltara (Bergamo) in regime di convenzione CIP 6/92 fino a giugno 2015. Tuttavia, poiché il metodo di calcolo degli importi da restituire previsto dal provvedimento non è risultato coerente in quanto determinante una valorizzazione della restituzione

non commisurata all'indebito arricchimento dell'operatore, si è provveduto ad evidenziarne l'incongruenza e si è in attesa di un provvedimento di rettifica da parte dell'Autorità.

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 ("Norme in materia ambientale"), come successivamente modificato ed integrato, in particolare 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.

La più recente modifica sostanziale alle parti II, III, IV e V del Decreto Legislativo 152/2006 è stata apportata dal D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46, recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE e Prevenzione e Riduzione Integrate dell'Inquinamento (IPPC). In particolare, sono state ampliate le attività AIA e il decreto prevede, come meglio specificato nel D.M. n. 272 del 13 novembre 2014, l'obbligo, qualora la Verifica di Sussistenza preliminare lo preveda, di predisporre una relazione di riferimento ad ogni richiesta di nuova attività o ad ogni modifica sostanziale autorizzativa, che fotografi la situazione degli impatti sull'ambiente e sulla salute dell'attività stessa, in modo da poter valutare lo status del sito produttivo prima, durante e a fine attività. Si evidenzia che in proposito è recentemente stata pubblicata la Nota del Ministero dell'Ambiente 17 giugno 2015, n. 12422 – Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) – "Ulteriori criteri sulle modalità applicative della disciplina alla luce delle modifiche del D.Lgs. 46/2014".

Sulla G.U. 18 gennaio 2016, n. 13 è stata pubblicata la Legge 28 dicembre 2015, n. 221 "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di *green economy* e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali" (cd. Collegato ambientale). Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti, viene disincentivato il conferimento in discarica e premiata la raccolta differenziata, anche attraverso il "vuoto a rendere", nonché promossa la riduzione dei rifiuti non riciclati.

Emissioni industriali

Il D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46, recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE (detta anche IED – *Industrial Emission Directive*) ha introdotto norme impattanti su tutti gli impianti industriali, con nuove limitazioni alle emissioni in atmosfera e la previsione di maggiori e più stringenti controlli. In esecuzione di tale disposizione, a decorrere dal 1° gennaio 2016, anche la disciplina dei termoutilizzatori oggi dettata dal D.Lgs. 133/05 sarà introdotta nel D.Lgs. 152/06, nel testo dettato dal D.Lgs. 46/14.

Dal 10 gennaio 2016 si applicano le disposizioni previste dal Titolo III-bis della Parte IV, del D.Lgs. 152/2006, come modificato dal D.Lgs. 46/2014, per l'incenerimento e il co-incenerimento dei rifiuti.

Decreto Legge Sblocca Italia – disposizioni in materia di termoutilizzazione

La G.U. n. 212 del 12 settembre 2014 ha pubblicato il D.L. 133/2014 (cd. "Sblocca Italia"), recante "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive". Tra le norme di interesse si segnala in particolare quanto previsto dall'art. 35 in materia di termovalorizzazione, relativamente al quale si è in attesa del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che individui gli impianti di recupero energia e smaltimento rifiuti urbani e alcune categorie di rifiuti speciali, esistenti o da realizzare, necessari per attuare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell'autosufficienza, per il superamento delle procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore.

D.M. 30 marzo 2015 Verifica di Impatto Ambientale (VIA)

Sulla G.U. 11 aprile 2015, n. 84 è stato pubblicato il D.M. 30 marzo 2015 concernente le "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116".

Tali linee guida forniscono indirizzi e criteri per l'espletamento della procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (art. 20 del Decreto Legislativo n. 152/2006) dei progetti, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, elencati nell'allegato IV alla parte seconda del Decreto Legislativo n. 152/2006, al fine di garantire una uniforme e corretta applicazione su tutto il territorio nazionale delle disposizioni dettate dalla Direttiva 2011/92/CE.

Delibera Albo Gestori Ambientali 16 settembre 2015 n. 2 – Modifica criteri categorie

La Delibera dell'Albo Gestori Ambientali 16 settembre 2015, n. 2 "Criteri per l'applicazione dell'articolo 8, comma 2, del Decreto 3 giugno 2014, n. 120, del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dello sviluppo economico e delle

infrastrutture e dei trasporti” fissa i criteri per l’applicazione delle disposizioni dell’art. 8, comma 2 del D.M. 3 giugno 2014, n. 120.

Direttiva 16 dicembre 2015 n. 274 – Nuova direttiva AIA

In data 29 dicembre 2015 sul sito web del Ministero dell’Ambiente è stata pubblicata la Direttiva 16 dicembre 2015, n. 274 “Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare”.

Legge 25 febbraio 2016 n. 21 – Proroga SISTRI

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2016 è stata pubblicata la Legge 25 febbraio 2016, n. 21 “Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative”.

Con tale legge vengono confermati i termini relativi all’applicazione del SISTRI come stabiliti dalle Leggi 122/2012, 6/2014 e 11/2015. Di conseguenza dal 1° gennaio 2016 permane l’obbligo di iscrizione al SISTRI (con le conseguenti sanzioni per gli inadempienti), mentre slittano al 31 dicembre 2016 i termini per l’applicazione delle sanzioni relative al mancato utilizzo del SISTRI.

Tuttavia, con la conversione in legge, del Decreto Legge 210/2015, le sanzioni per la mancata iscrizione al SISTRI sono ridotte del 50%.

D.G.R. Regione Lombardia 18 aprile 2016, n. X/5065 – AIA: relazione di riferimento

La Regione Lombardia, al fine di garantire una uniforme applicazione sul territorio della normativa in materia di AIA e di consentire un’adeguata organizzazione e programmazione dei lavori, ha fornito indicazioni in merito a modalità di trasmissione, tempistiche di presentazione degli esiti della verifica e applicazione degli obblighi connessi alla Relazione di Riferimento.

D.G.R. Regione Lombardia 6 maggio 2016, n. X/5105 – Linee guida per la stesura di regolamenti comunali di gestione dei rifiuti urbani e assimilazione rifiuti speciali

Regione Lombardia, partendo da quanto disciplinato dall'art.196 del D.Lgs. 152/06 che stabilisce al comma 1 lettera b) che sono di competenza delle Regioni “la regolamentazione delle attività di gestione dei rifiuti, ivi compresa la raccolta differenziata dei rifiuti urbani, anche pericolosi, secondo un criterio generale di separazione dei rifiuti di provenienza alimentare e degli scarti di prodotti vegetali e animali o comunque ad alto tasso di umidità dai restanti rifiuti” ha emanato delle Linee Guida da proporre ai Comuni per la stesura dei regolamenti di gestione dei rifiuti urbani e per l'assimilazione dei rifiuti speciali.

Decreto Pres. Cons. Ministri 7 marzo 2016 – Misure per la realizzazione di un sistema adeguato e integrato di gestione della frazione organica dei rifiuti urbani

La norma analizza la situazione degli impianti di compostaggio in Italia, individuando gli impianti già in funzione e facendo il bilancio tra capacità attuale, regione per regione, e il fabbisogno teorico (su dati ISPRA). L'ipotesi è quella del raggiungimento degli obiettivi del 65% di raccolta differenziata e conseguente raccolta della frazione organica, stimata sulla base dei comuni che già sono in linea con gli obiettivi. Le regioni potranno legiferare ulteriormente in materia individuando esattamente il fabbisogno residuo e la localizzazione degli impianti.

D.G.R. Regione Lombardia 6 giugno 2016, n. X/5269 – Utilizzo fanghi di depurazione in agricoltura

A seguito del parziale annullamento delle precedenti Linee guida approvate con D.G.R. n. 2031/2014 (operato dalle Sentenze del T.A.R. Lombardia n. 2434 del 19 novembre 2015 e n. 195 del 29 gennaio 2016), con la D.G.R. n. 5269/2016, è stato approvato un documento tecnico di integrazione alla D.G.R. 2031/2014 al fine di garantire un uso efficiente dei fanghi sotto l'aspetto agronomico secondo criterio di “buona pratica agricola”. Vengono altresì stabiliti i parametri che devono essere obbligatoriamente comunicati all'utilizzatore dei fanghi al fine di una corretta predisposizione dei piani di utilizzo agronomico.

D.M. 26 maggio 2016 – Linee guida per il calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti urbani

Come previsto dall'art. 205, comma 3-quater, del T.U. ambientale, sono state emanate le «Linee guida relative al calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani e assimilati» con D.M. 26 maggio 2016. Tali linee guida si propongono di fornire indirizzi e criteri per il calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti urbani e assimilati raggiunta in ciascun comune, al fine di uniformare, sull'intero territorio nazionale, il metodo di calcolo della stessa. Si precisa inoltre che *“i contenuti delle linee guida sono da intendersi come disposizioni alle quali le singole regioni si attengono nella formulazione del proprio metodo per calcolare e verificare le percentuali di raccolta differenziata ai fini del raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla norma nazionale vigente”*.

Decreto Ministeriale 19 maggio 2016, n. 134 – Regolamento concernente l'applicazione del fattore climatico (CCF) alla formula per l'efficienza del recupero energetico dei rifiuti negli impianti di incenerimento

Il provvedimento interviene sulla nota 4 riportata all'Allegato C della parte IV del D.Lgs.152/06 relativa alla voce di recupero R1 “Utilizzazione principalmente come combustibile o altro mezzo per produrre energia”, al fine di recepire quanto previsto dalla Direttiva UE 2015/1127, sostituendo di fatto il fattore KC, introdotto con D.M. 7 agosto 2013, con il fattore di correzione climatico (CCF, in anticipo alla normativa europea). Il Decreto entra in vigore e si applica dal 21 luglio 2016.

Legge 28 giugno 2016, n. 132 – Istituzione del Sistema nazionale a rete per la protezione dell'ambiente e disciplina dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Con tale legge, Ispra (articolo 4 comma 1) ed Arpa (articolo 7 comma 1) diventano formalmente persone giuridiche di diritto pubblico, dotate di autonomia tecnico-scientifica, amministrativa e contabile. Ispra svolgerà una azione di indirizzo e coordinamento delle Arpa (articolo 6) e definirà strumenti, modalità operative e criteri di periodicità e di omogeneità per l'esecuzione delle attività di controllo; emetterà anche norme tecniche vincolanti per il Sistema Nazionale delle Agenzie (articolo 4). Sono inoltre istituiti i Livelli essenziali delle prestazioni tecniche ambientali (LEPTA), uguali su tutto il territorio nazionale, con l'obiettivo di eliminare le disparità ad oggi presenti fra le diverse Arpa, che si traducono spesso in diversi livelli di controllo e attenzione.

Il provvedimento entra in vigore il 14 gennaio 2017. Le Regioni dovranno recepire le disposizioni previste entro la medesima data.

Decreto Ministeriale 6 luglio 2016 – Recepimento della direttiva 2014/80/UE della Commissione del 20 giugno 2014 che modifica l'allegato II della direttiva 2006/118/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento

In recepimento della direttiva 2014/80/UE il Ministero dell'ambiente ha aggiornato gli standard di qualità delle acque sotterranee introducendo le sostanze perfluoro-alchiliche (PFAS). Inoltre, con il decreto in oggetto il Ministero ha aggiornato la lettera B, parte A dell'allegato 1 alla parte III del D.Lgs.152/06, intervenendo sulla definizione del “buono stato chimico” delle acque sotterranee nonché sugli standard di qualità.

Legge 28 luglio 2016, n. 154 – Deleghe al Governo e ulteriori disposizioni in materia di semplificazione, razionalizzazione e competitività dei settori agricolo e agroalimentare, nonché sanzioni in materia di pesca illegale

La norma va a modificare l'articolo 185 del D.Lgs. 152/06 al fine di escludere dal campo di applicazione della disciplina sui rifiuti paglia, sfalci e potature provenienti:

- da aree verdi quali giardini, parchi e aree cimiteriali, classificati ad oggi come rifiuti urbani;
- da attività agricole e agro-industriali, classificati ad oggi come rifiuti speciali.

In particolare questi materiali, insieme ad ogni altro “materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso”, non siano più qualificati come rifiuti qualora vengano “destinati alle normali pratiche agricole e zootecniche o utilizzati in agricoltura, nella silvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa, anche al di fuori del luogo di produzione, ovvero con cessione a terzi, mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana”.

Delibera Giunta Regione Lombardia 12 settembre 2016, n. X/5565 – Approvazione delle «Linee guida per la valutazione e tutela della componente ambientale biodiversità nella redazione degli studi di impatto ambientale e degli studi preliminari ambientali e a supporto delle procedure di valutazione ambientale»

Le linee guide stabiliscono i contenuti per i capitoli degli studi ambientali, sia per gli studi di impatto ambientale che per gli studi preliminari ambientali, relativi alla componente Biodiversità. Viene inoltre approvata una check-list di caratterizzazione del contesto ambientale che deve essere ricompresa sia negli Studi d'impatto ambientale (per i procedimenti di VIA) sia per gli studi preliminari ambientali (per i procedimenti di verifica di VIA o Screening VIA).

DPCM 10 agosto 2016 – Individuazione della capacità complessiva di trattamento degli impianti di incenerimento di rifiuti urbani e assimilabili in esercizio o autorizzati a livello nazionale, nonché individuazione del fabbisogno residuo da coprire mediante la realizzazione di impianti di incenerimento con recupero di rifiuti urbani e assimilati. (16A07192)

Scopo della norma, ai sensi dell'art. 35, comma 1, del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, è:

- a) individuare la capacità attuale di trattamento nazionale degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati in esercizio al mese di novembre 2015;
- b) individuare la capacità potenziale di trattamento nazionale, riferita agli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati autorizzati e non in esercizio al mese di novembre 2015;
- c) individuare, per macroaree e per regioni, gli impianti di incenerimento con recupero energetico di rifiuti urbani e assimilati da realizzare o da potenziare per coprire il fabbisogno residuo nazionale di trattamento dei medesimi rifiuti.

Le regioni e le province autonome possono, entro il 30 giugno di ogni anno, presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare una richiesta di aggiornamento del fabbisogno residuo regionale di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati individuato nell'allegato II del presente D.P.R..

Business Unit Reti e Calore

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2016

L'Autorità con la Delibera 173/2016/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale relative al 2016 in base agli investimenti realizzati fino al 2015 a pre-consuntivo, alle dismissioni 2014 e stimando i contributi 2015.

Le nuove tariffe risentono della riduzione del WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari, per l'attività di distribuzione, al 6,1% (6,9% nel 2015) e per la misura al 6,6% (7,2% nel 2015).

Valore della RAB Unareti S.p.A. ex Delibera 173/2016/R/gas (Milioni di euro)	
Cap. Centralizzato	48
RAB Distribuzione	805
RAB Misura	94
Totale	947

Unbundling funzionale e Brand unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com ha confermato i propri orientamenti in materia di *brand unbundling* ponendo in capo al Gestore Indipendente la responsabilità della corretta attuazione della regolazione in materia tra cui l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo) rispetto all'impresa di vendita (evitando il rischio di confusione nel cliente finale) e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita.

In accordo con quanto previsto dall'art. 8, comma 1, della Delibera 296/2015/R/com che consente la gestione congiunta da parte dell'impresa verticalmente integrata delle attività infrastrutturali svolte in regime di monopolio o affidamento, è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che oggi gestisce le attività di distribuzione e misura di energia

elettrica e gas, nonché le attività svolte precedentemente da A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A. e A2A Logistica S.p.A..

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, sono stati definiti 177 “Ambiti Territoriali Minimi” (D.M. 19 gennaio 2011 e D.M. 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (D.M. 12 novembre 2011, n. 226, come successivamente integrato e modificato). Sono state, altresì, adottate norme a tutela dell'occupazione dei dipendenti degli operatori coinvolti nel riassetto del settore (D.M. 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. 164/2000 e il D.M. 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) e alle tempistiche per l'indizione delle gare.

Il D.M. 22 maggio 2014 ha approvato le *Linee Guida* relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il D.M. 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il D.M. 226/2011 in modo da recepire le novità normative succedutesi in materia di calcolo del VIR (soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi), l'applicazione delle linee guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sottesi ai progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ambito ed offerti in sede di gara.

Il D.L. 210/2015 (Milleproroghe 2016) ha concesso un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti e sono state eliminate le penalizzazioni a carico di quelle inadempienti precedentemente previste.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, con Delibera 571/2014/R/gas ha modificato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale, ed infine, con Delibera 407/2015/R/gas, ha modificato le disposizioni adottate con Delibera 310/2014/R/gas in materia di determinazione del VIR, in relazione agli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10%.

È atteso un D.M. del MiSE sui certificati bianchi che dovrebbe tener conto degli obiettivi derivanti dalle gare gas, condizione che consentirebbe di innalzare al 100% il valore del contributo tariffario percepito dai vincitori a fronte della realizzazione di interventi di efficienza nell'ambito di gara.

A2A Reti Gas S.p.A. (oggi Unareti S.p.A.) aveva impugnato le *Linee Guida* e il D.M. 20 maggio 2015, n. 106 (TAR Lazio) e tutti gli atti della Stazione Appaltante dell'ATEM Milano 1 relativi alla definizione del VIR (Tar Lombardia).

Il Tar Lazio, con Sentenza n. 10286/2016 del 14 ottobre 2016, ha però respinto tale ricorso ritenendo infondati i motivi avanzati dalla società in merito al mancato rispetto di quanto sancito dalla libera volontà delle parti, ai criteri di definizione dei prezzi, alla detrazione dei contributi e alla riduzione della vita utile dei misuratori fino a G6. Le doglianze in merito alla facoltà concessa ai Comuni di vendere la rete e sui punteggi per gli investimenti in efficienza energetica, invece, sono state ritenute inammissibili per carenza di interesse attuale.

Gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale

A fine 2015 sono stati pubblicati i primi bandi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base d'ambito. Tra questi, alcuni sono relativi ad ambiti in cui Unareti S.p.A. è l'attuale gestore ossia l'ambito Milano 1 - Città e Impianto di Milano, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale UE il 26 dicembre.

L'importo contrattuale per l'intero periodo di affidamento riportato nel suddetto bando è pari a 1.369 milioni di euro per 12 anni. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Gas S.p.A.) in merito all'ammontare del VIR degli impianti a causa del trattamento dei contributi su cui pende il contenzioso sopra richiamato.

La scadenza per il ricevimento delle offerte da parte della Stazione Appaltante era stata fissata per il 13 giugno 2016, poi prorogata al 17 ottobre 2016 e successivamente prorogata al 16 gennaio 2017. L'offerta presentata avrà una validità di 360 giorni.

Le offerte saranno valutate in coerenza con i criteri previsti dal D.M. 226/2011 e s.m.i.: l'offerta economica avrà un peso di 28 punti su 100, mentre quella tecnica di 72 punti su 100.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica provvisorie 2016

L'Autorità, con Delibera 233/2016/R/eel, ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2016 per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica mentre quelle relative all'attività di misura saranno definite entro fine ottobre (termine così posticipato dalla Delibera 417/2016/R/eel, originariamente previsto a luglio 2016).

Le tariffe sono definite, oltre che considerando il WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari a 5,6% (6,4% nel 2015), anche in base alle novità di cui alla

Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019). In particolare considerano: gli investimenti fino al 2015 (ivi inclusi quelli relativi all’attività di commercializzazione del servizio i cui costi precedentemente erano riconosciuti su base parametrica a pre-consuntivo), le dismissioni 2014 e una stima in merito all’ammontare dei contributi 2015.

Valore della RAB Unareti S.p.A. (Milioni di euro) ^(*)	
RAB Distribuzione	537
RAB Misura	76
Totale	613

(*) Stima della società.

Servizio di distribuzione e misura energia elettrica: Testo Integrato Qualità Elettrica 2016-2023

La Delibera 646/2015/R/eel (TIQE 2016 – 2023) contiene numerose disposizioni volte alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione. Tuttavia, la quasi totalità di tali meccanismi è presente in termini di obiettivi generali e le linee guida inerenti il loro funzionamento dovranno essere sviluppate tramite opportuni tavoli di lavoro a cui parteciperanno i distributori, l’Autorità e Terna (tra cui quello sulla resilienza del sistema elettrico, avviato in data 1° aprile 2016).

Gli artt. 129, 130, 131, 132 del TIQE dispongono le funzionalità innovative delle reti di distribuzione in media tensione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile: “Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse su reti MT, Regolazione di tensione delle reti di distribuzione”.

L’art. 134 del TIQE prevede l’ammodernamento delle colonne montanti vetuste nelle aree urbane con impianti progettati secondo una logica «*future proof*» in grado di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d’uso della potenza a seguito della modifica della tariffa domestica. L’Autorità ha previsto un regime di premi/penalità di tipo *output based* correlato alla differenza di capacità tra prima e dopo gli interventi di bonifica delle colonne. Unareti S.p.A. ha aderito a questa opportunità e sta predisponendo un proprio piano in tema di sostituzione delle colonne montanti a Milano e a Brescia.

In merito alle sperimentazioni «*smart city*» (art. 135) con funzionalità innovative sulle reti BT, i distributori in aree urbane con minimo 300.000 abitanti potranno accedere a progetti pilota di scala cittadina con logiche innovative di gestione della rete BT, possibilmente in chiave multiservizio (*smart water grid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, ecc.). Ad ogni distributore selezionato sarà riconosciuto un contributo per il costo sostenuto.

Misuratori 2.0 dell'energia elettrica in BT e relativi sistemi di *smart metering*

Con Delibera 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito i:

- a. requisiti funzionali o specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (o versione 2.0);
- b. livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G) in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori.

In collaborazione con AGCOM l'Autorità valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementalmente per misuratori da installare successivamente alla definizione delle specifiche funzionanti abilitanti la versione 2.1 (v. Allegato C alla Delibera 87/2016).

Il provvedimento costituisce l'attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e segue il DCO 416/2015.

Il Gruppo A2A intende il contatore come strumento non solo per abilitare una maggiore consapevolezza da parte degli utenti sui propri consumi ma anche in futuro per abilitare nuovi servizi (*Demand Response*) e per una miglior gestione della rete (contatore come sensore della rete).

Il processo di installazione degli attuali 37 milioni circa di contatori 1G è iniziato nel 2001 da parte di Enel Distribuzione ed ha coinvolto i distributori per molti anni e con diverse tempistiche. Nel rispetto di quanto previsto dalla Delibera 292/2006, A2A Reti Elettriche S.p.A. (ora Unareti S.p.A.) ha realizzato il piano di installazione di circa 1,2 milioni di contatori nel periodo 2004-2014 ed ha un parco con una vita utile residua media di circa 6 anni.

Con il DCO 457/2016/R/eel (che fa seguito al DCO 267/2016/R/eel) l'Autorità propone i propri orientamenti finali in materia di modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli attuali *smart meter* 1G.

In particolare:

- conferma che non saranno riconosciuti *stranded cost* (trattasi dei mancati ammortamenti dei misuratori 1G dismessi prima della fine della vita utile perché sostituiti con i 2G);
- ipotizza l'introduzione di una *deadline* per la presentazione del piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G (2019) e di un obbligo per l'avvio della sostituzione (2021-2023);
- prevede che gli operatori possano comunque presentare i propri piani di messa in servizio prima della *deadline* e che tali piani possano accedere ad una procedura *fast track* in caso di rispetto di alcuni limiti per la differenza di costo tra misuratori 2G e 1G, mentre in caso contrario saranno sottoposti ad un'attenta analisi costi/benefici (della durata di 6-12 mesi);

- conferma della metodologia TOTEX per il riconoscimento dei costi;
- prevede che il riconoscimento del capitale relativo agli *smart meter* 1G, prima della presentazione del piano di sostituzione, avvenga tramite un «fattore di *turnover*» inclusivo, tra l'altro, di una stima parametrica dei nuovi investimenti, valutati a costo standard;
- esplicita dettagliatamente i meccanismi per l'ottimizzazione dei piani di messa in servizio degli *smart meter* 2G in cui il riconoscimento tariffario sia dei misuratori esistenti che di quelli di nuova generazione avviene mediante vettori standard costruiti ipotizzando che nessun misuratore 1G oggi installato venga dismesso prima della fine della propria vita utile (e, quindi, che i misuratori 2G siano installati solo a sostituzione di misuratori 1G completamente ammortizzati). In questo modo, tenendo conto della differenza tra costi standard e costi effettivi/di mercato dei misuratori 2G, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione così da minimizzare gli *stranded cost*;
- prevede obblighi di sostituzione di *smart meter* 1G con *smart meter* 2G in casi particolari (gestione utenza, disattivazione misuratori ecc).

In caso di insufficiente incentivo alla sostituzione anticipata dei misuratori, il rischio sarebbe quello di avere un Paese «a 2 velocità» con le principali città (Milano e Brescia, Roma, Torino) escluse dalla possibilità di godere dei vantaggi – anche commerciali – offerti dai nuovi misuratori.

Testo Integrato Fatturazione (TIF)

Con la Delibera 463/2016/R/com l'Autorità approva:

- il Testo Integrato Fatturazione (TIF) nel quale vengono definite le disposizioni sulla fatturazione di periodo del servizio di vendita al dettaglio ai clienti finali di energia elettrica e gas, integrandole con le disposizioni sulla fatturazione di chiusura (già definite dalla Delibera 100/2016/R/com);
- interventi specifici, sia inerenti la misura e la disciplina della rateizzazione, sia finalizzati a rendere coerenti le attuali previsioni regolatorie alla nuova disciplina del TIF.

In particolare, con riferimento agli obblighi posti in capo ai distributori il TIF introduce indennizzi a favore dei clienti finali, riconosciuti per il tramite della società di vendita, in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura prevedendo uno specifico indennizzo pari a 10 euro in caso di mancata messa a disposizione da parte del distributore, per due mesi consecutivi, del dato di misura effettivo in caso di punti di prelievo trattati per fasce. Gli indennizzi non saranno applicati qualora il mancato rispetto della disciplina sia dovuto a caso fortuito e forza maggiore.

Il TIF entra in vigore a partire dal prossimo 1° gennaio 2017.

Servizio Idrico Integrato (SII):

a) durata degli affidamenti

In esito alla consultazione referendaria del 12 e 13 giugno 2011, è stata dichiarata l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei relativi quesiti, 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 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate, quali quelli relativi agli affidamenti in capo ad A2A, resteranno attivi fino alla scadenza naturale e comunque non oltre il 2036.

Anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. 152/06 apportate dall'art. 7 D.L. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) di Brescia, con Delibera n. 14, ha scelto, quale forma di gestione unica del SII nell'Ambito Territoriale Ottimale della Provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno (fatte salve le salvaguardie di legge) delle altre diverse forme di gestione medio tempore presenti sul territorio di competenza.

L'affidamento alla nuova società, denominata Acque Bresciane, dovrebbe essere ratificato dal Consiglio della Provincia di Brescia entro la fine del mese di ottobre.

b) regime tariffario

L'Autorità con Delibera 664/2015/R/idr ha definito i criteri per il periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2) confermando la regolazione asimmetrica in vigore nel precedente periodo (MTI-1):

- i moltiplicatori tariffari (theta) sono determinati secondo una matrice di 6 schemi sulla base del valore degli OPEX (109 €/abitante medio) e del fabbisogno di investimenti (confermato il valore discriminante di 0,5 per il rapporto tra i nuovi investimenti e il valore dei cespiti gestiti);
- i moltiplicatori si applicano alle quote fisse e variabili della tariffa 2015 ma è confermato il meccanismo del «limite massimo di incremento annuale» (*cap*). I valori dei *cap* rispetto al MTI-1 si sono ridotti anche se è sempre prevista la possibilità di presentare istanze *sovra-cap* da parte dell'EGA all'Autorità;
- aggiornamento a cadenza biennale del valore della RAB e delle componenti di OPEX qualificate aggiornabili;
- aggiornamento biennale per le modifiche relative al calcolo delle componenti degli oneri finanziari: la componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali scende da 6,01% a 5,33% e per gli oneri finanziari, in coerenza con i servizi elettrico e gas, è stato introdotto il parametro WRP (*Water Utility Risk Premium*).

In data 29 febbraio 2016 A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha presentato ricorso al TAR Lombardia contro la Delibera 664/2015/R/idr sviluppando i seguenti 3 motivi di diritto:

- 1) nella formula degli “oneri finanziari” è stato definito un valore dell’*Equity Risk Premium* inferiore rispetto a quello degli altri settori infrastrutturali in violazione del principio del *full cost recovery*;
- 2) i conguagli vengono riconosciuti, mediante inclusione nella tariffa, solo il secondo anno successivo rispetto a quello in cui i costi di cui essi sono a copertura sono stati sostenuti. In relazione a questo sfasamento temporale, il meccanismo non tiene conto né dell’inflazione, né dell’onere finanziario;
- 3) i conguagli riconosciuti al Gestore, inoltre, entrano come una componente del Vincolo ai Ricavi (VRG) contribuendo alla quantificazione dell’incremento tariffario annuo spettante.

Con Delibera n. 16 del 5 luglio 2016 il Consiglio dell’EGA di Brescia ha approvato il riconoscimento di partite tariffarie pregresse ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. ai sensi della Delibera dell’Autorità n. 643/2013/R/idr per un importo pari a circa 51,4 milioni di euro. Tali partite:

- sono imputabili al mancato riconoscimento del capitale investito nel periodo 2007-2011;
- sono soggette alla sola approvazione dell’EGA;
- non sono inserite nel VRG;
- sono fatturate mediante componente specifica in bolletta.

A fronte di tale riconoscimento A2A Ciclo Idrico S.p.A. dovrà impegnarsi:

- in un significativo piano di investimenti concordato con l’EGA (e pari a circa 160 milioni di euro nel periodo 2016-2020) destinati al miglioramento della rete idrica, della qualità dei servizi e al superamento delle procedure di infrazione europee in corso nella provincia;
- alla rateizzazione degli importi in 5 anni (periodo 2016-2020) su 4 bollette annuali;
- all’attivazione su base volontaria del *bonus acqua* per gli utenti in condizioni economiche disagiate;
- all’istituzione di un Comitato di monitoraggio degli investimenti presso l’EGA al fine di evitare l’applicazione delle penali in caso di mancata realizzazione delle infrastrutture previste.

Con Delibera n. 24 del 30 settembre 2016 il Consiglio dell’EGA ha approvato la predisposizione tariffaria per i periodi 2012-2015 e 2016-2019 per le società A2A Ciclo Idrico S.p.A. e ASVT S.p.A.. La delibera passa ora all’approvazione del Consiglio Provinciale.

c) qualità contrattuale

Con Delibera 655/2015/R/idr l’Autorità, analogamente a quanto già previsto nei settori dell’energia elettrica e del gas, ha introdotto con decorrenza 1° luglio 2016 le disposizioni in merito alla qualità contrattuale nei confronti degli utenti del SII.

Per ciascuna prestazione sono stati definiti livelli di qualità (migliorativi rispetto alla Carta dei Servizi) in termini di standard generali e standard specifici, oltre ai relativi sistemi di monitoraggio e verifica. Sono, inoltre, previsti i canali di comunicazione (sportelli fisici, sito web, email, call center, fax, ecc.) attraverso cui gli utenti potranno richiedere al Gestore le prestazioni.

Con Delibera 361/2016/R/idr l'Autorità ha approvato l'istanza di deroga dall'apertura il sabato mattina degli sportelli di Brescia e Gardone Valtrompia presentata dall'EGA su richiesta di A2A Ciclo idrico S.p.A. e di ASVT S.p.A. di concerto con le associazioni dei consumatori. La richiesta era stata presentata al fine di evitare i maggiori costi derivanti dagli straordinari del personale e dalla gestione della sede che avrebbero potuto gravare sui cittadini.

d) convenzione tipo

La Delibera 656/2015/R/idr dispone i contenuti minimi essenziali della “convenzione tipo” per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e Gestori.

Quanto all'ambito di applicazione, l'Autorità precisa che *“relativamente ai Comuni e ai segmenti del servizio ove sono operanti gestori – diversi dai gestori d'ambito – e che esercitano il servizio in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege, si applicano le previsioni della convenzione tipo in quanto compatibili”*.

La sottoscrizione della convenzione tipo è requisito imprescindibile per l'approvazione delle tariffe 2016-2017.

e) Testo Integrato Unbundling Contabile

La Delibera 137/2016/R/com integra l'attuale impianto di separazione contabile previsto dal TIUC (Testo Integrato Unbundling Contabile) per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile in capo ai gestori del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono e i relativi obblighi di comunicazione.

In particolare, sono previsti i seguenti regimi di separazione contabile:

- regime ordinario che si applica alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e ai gestori del SII che servono più di 50.000 abitanti;
- regime semplificato che si applica ai gestori del SII che servono meno di 50.000 abitanti e ai soggetti di minore dimensione.

La disciplina prevede che i gestori del SII siano tenuti a redigere Conti Annuali Separati (CAS) articolando la separazione contabile per ciascun EGA nelle attività individuate (Acquedotto, Fognatura, Depurazione, Altre attività idriche, Attività diverse) e nei relativi comparti.

Ai primi di maggio sono stati pubblicati gli schemi e la prima comunicazione dati avverrà nel 2017 sull'esercizio 2016.

f) attività di misura

Con la Delibera 218/2016/R/idr l'Autorità ha approvato il Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nell'ambito del SII a livello nazionale (TIMSII).

Il provvedimento, confermando l'impostazione generale del DCO 42/2016/R/idr, introduce, con decorrenza 1° gennaio 2017, un primo nucleo di disposizioni relative alla misura di utenza, rinviando a successivi provvedimenti la disciplina relativa alla misura delle utenze industriali autorizzate allo scarico in pubblica fognatura, il tema del bilancio idrico e la definizione di livelli di *performance* del servizio di misura.

In particolare, la disciplina pone in capo ai gestori del servizio acquedotto la responsabilità del servizio di misura, declinato in obblighi di installazione dei misuratori e di raccolte periodiche (in base al consumo) delle misure.

Sono, inoltre, introdotti obblighi di raccolta dell'autolettura dei misuratori e di archiviazione (5 anni) e messa a disposizione dei consumi da parte dei soggetti interessati.

DPCM 29 agosto 2016 recante “Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato”

Il DPCM 29 agosto 2016, di attuazione degli artt. 60 e 61 del Collegato Ambientale, pubblicato in G.U. lo scorso 14 ottobre demanda all'Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l'accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (posto pari a 50 litri/gg per abitante) a tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

Raccolte dati dell'Autorità nel teleriscaldamento/teleraffrescamento

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito all'Autorità funzioni anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento per la predisposizione di provvedimenti in tema di: modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi applicati alla fornitura del calore, allacciamento, disconnessione, nonché in materia di sicurezza, continuità, qualità commerciale, fatturazione dei consumi, anche mediante invio di segnalazioni alle autorità competenti.

Dopo una prima ricognizione nel 2014 (Delibera 411/2014/R/tlr) l'Autorità ha effettuato nel 2015 due raccolte dati relative alle:

1. infrastrutture di teleriscaldamento e di teleraffrescamento con l'istituzione di un'Anagrafica degli operatori attivi nel settore (Delibera 339/2015/R/tlr);
2. modalità di determinazione e aggiornamento dei prezzi praticati all'utenza nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento (Delibera 578/2015/R/tlr).

A febbraio 2016 A2A Calore & Servizi S.r.l. ha ricevuto un'ulteriore richiesta di informazioni sui costi dei sistemi di misura e contabilizzazione del calore.

L'art. 9 del D.Lgs n. 102/2014 ha affidato all'Autorità il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, contabilizzazione diretta dei consumi individuali (mediante contatori o ripartitori), fatturazione e informazioni sulla fatturazione, accesso ai dati di consumo per gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

L'Autorità nel DCO 252/16 ha affrontato tali temi considerando:

- il quadro di riferimento normativo, europeo e nazionale, in materia di obblighi di installazione dei misuratori di fornitura, dei misuratori individuali e dei ripartitori;
- la classificazione dei sistemi di misura dell'energia termica e dell'acqua calda sanitaria e i requisiti tecnici e prestazionali minimi dei contatori di fornitura e individuali da installarsi (con eventuale tele-lettura), anche successivamente al 31 dicembre 2016;
- i criteri per la valutazione di fattibilità tecnica ed economica dell'installazione dei contatori individuali di calore e di acqua calda sanitaria la cui l'installazione è sempre obbligatoria nel caso di nuovi allacci in nuovi edifici e nel caso di importanti ristrutturazioni (con impianti idronici e configurazione orizzontale). Negli altri casi, invece, l'installazione deve essere preceduta da una valutazione di fattibilità tecnica ed economica secondo criteri la cui definizione è demandata dal D.Lgs. n. 102/2014 all'Autorità.

Con comunicato del 23 settembre l'Autorità ha sancito che per effetto delle modifiche introdotte all'articolo 9, comma 1, del citato D.Lgs. n. 102/2014, la definizione dei requisiti tecnici e prestazionali dei contatori individuali (ridenominati sotto-contatori dal D.Lgs. n. 102/2014 n. 141 del 18 luglio 2016) e dei criteri per valutare la fattibilità tecnica ed economica della loro installazione negli edifici con più unità immobiliari e in quelli polifunzionali serviti da reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento non rientra più tra le competenze dell'Autorità.

Per quanto riguarda i contatori di fornitura, in considerazione delle modifiche normative intervenute - che ne hanno impedito una conclusione entro un termine idoneo - e vista l'imminenza del 31 dicembre 2016 data entro cui gli esercenti l'attività di misura devono provvedere ad installarli, l'Autorità ha ritenuto opportuno di non adottare i provvedimenti di regolazio-

ne sui requisiti minimi dei contatori che devono essere installati dai gestori delle reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento entro il 31 dicembre 2016, già oggetto dello stesso DCO 252/2016/R/tlr, rinviando ad una nuova consultazione sui requisiti minimi per i contatori che dovranno essere installati anche in sostituzione di quelli esistenti (comprensiva la definizione della telelettura).

Certificati Bianchi e incentivi al teleriscaldamento

Unareti S.p.A. è il terzo soggetto obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell’ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi (CB) con un obbligo di annullamento 2016 pari a 565.231 CB (484.895 CB + 80.336 CB di recupero).

Con Determina 16 giugno 2016 della Direzione Mercati dell’Autorità sono stati pubblicati:

- il contributo tariffario a consuntivo 2015 pari a 114,83 €/CB;
- il contributo tariffario a preventivo 2016 pari a 118,37 €/CB.

Il Gruppo A2A ha presentato al GSE diversi progetti che negli ultimi anni hanno avuto problemi di approvazione e possono essere suddivisi in due tipologie:

1. progetti rigettati (e per i quali è stato presentato ricorso al TAR Lazio in data 30 ottobre 2015);
2. progetti per i quali erano già stati rilasciati CB ma le cui richieste successive non avevano avuto seguito. Tali progetti erano afferenti agli sviluppi della rete di teleriscaldamento nel periodo 2009 e 2011 a Milano e a Brescia. Per risolvere tale *empasse* è stato avviato un tavolo tecnico che a maggio 2016 ha portato allo sblocco della situazione:
 - a) 4 progetti Milano: emesse due annualità di CB (3° e 4° anno) per un totale di oltre 200.000 CB. È stata approvata una metodologia di calcolo che considera anche l’energia elettrica prodotta dalla cogenerazione solo a partire dal termine del periodo di incentivazione ex Provvedimento CIP 6 a cui era soggetto l’impianto di Silla;
 - b) 2 progetti Brescia: rimangono ancora sospese per le richieste di CB del 4° e 5° anno.

Parte dei CB rilasciati è stata utilizzata entro il 30 maggio 2016 per adempiere all’obbligo di Unareti S.p.A. mentre la restante sarà contabilizzata a Conto economico nel momento in cui i CB saranno venduti a terzi.

Il Gruppo dispone di un magazzino come di seguito dettagliato:

	Scadenza	Totale CB
Certificati Bianchi	Senza scadenza	212.171

Sul tema dei CB al teleriscaldamento si segnala inoltre:

- la prossima adozione di un DM recante le *Nuove Linee Guida sui Certificati Bianchi*;
- l'impossibilità di ottenere oggi CB per il teleriscaldamento a seguito del Decreto MiSE 22 dicembre 2015 che ha revocato la Scheda 22T recante la metodologia di calcolo degli incentivi allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento: la nuova scheda non è più utilizzabile in caso la rete sia alimentata da un impianto avente produzione combinata di energia elettrica e calore.

Business Unit Estero

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 Fonti Energetiche Rinnovabili (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 delle disposizioni volte all'implementazione della Direttiva 2009/28/CE da parte della Comunità dell'Energia, il Montenegro ha inoltre accettato di fissare un obiettivo vincolante da raggiungere al 2020, pari al 33%, per la produzione di energia da FER sul consumo totale.

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

Il secondo periodo regolatorio è iniziato il 1° agosto 2014 ed è terminato a fine 2015 per riallineare il nuovo periodo regolatorio, che sarebbe dovuto iniziare il 1° gennaio 2016, con la decorrenza dell'anno solare.

Alla fine del 2015 la RAE (l'Agenzia di Regolazione) ha determinato le tariffe per un nuovo periodo transitorio della durata di 1 anno, a partire dal 1° gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2016. Il livello delle tariffe regolate per i clienti domestici prevede una riduzione di circa l'1%. Successivamente verranno ridefinite le metodologie tariffarie per un periodo regolatorio triennale (dal 2017 al 2019).

Si segnala che a fine dicembre 2013 la RAE ha inaspettatamente approvato una disposizione di modifica della metodologia tariffaria vigente, impattante sulle modalità di determinazione

dei corrispettivi per l'utilizzo della rete di trasmissione esclusivamente a carico degli operatori della generazione elettrica, con efficacia inizialmente prevista dal 1° gennaio 2014 alla fine di luglio 2015 e successivamente diventata definitiva.

EPCG ha presentato ricorso per l'annullamento della decisione che si ritiene fondata su presupposti non coerenti con i principi di trasparenza e non discriminatorietà che dovrebbero orientare la regolazione e che risulta fortemente lesiva dell'equilibrio economico-finanziario della società. Il ricorso è stato in prima istanza accolto, anche se la RAE si è opposta a tale giudizio di accoglimento. Si è attualmente in attesa di un pronunciamento definitivo al riguardo, da parte dell'autorità giudiziaria.

Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo 2016

L'economia mondiale, nel terzo trimestre 2016, continua a crescere ad un ritmo moderato; l'esito del referendum sulla Brexit, al momento, non ha avuto ripercussioni di rilievo sulla congiuntura globale. Le prospettive sono lievemente migliorate nei paesi emergenti, mentre rimangono incerte nelle principali economie avanzate.

Nel secondo trimestre il Prodotto Interno Lordo (PIL) negli Stati Uniti è aumentato dell'1,4%, dopo il lieve rallentamento registrato nel periodo precedente (0,8%). La robusta espansione della spesa delle famiglie è stata in parte compensata dall'apporto negativo fornito dalla variazione delle scorte e dalla caduta degli investimenti in costruzioni (fonte: dipartimento del commercio americano).

In Giappone, nel secondo trimestre 2016, il PIL ha decelerato sensibilmente (dal 2,1% allo 0,7%), risentendo del rallentamento dei consumi privati e della contrazione delle esportazioni. L'economia del paese presenta un quadro ancora incerto ma dovrebbe beneficiare del pacchetto di stimolo di bilancio recentemente approvato dal governo per un ammontare complessivo di circa l'1,5% del PIL.

Il PIL cinese è cresciuto del 6,7% su base annua nel terzo trimestre 2016, allo stesso ritmo dei due precedenti trimestri e lievemente sopra le previsioni che stimavano una crescita del 6,6% (fonte: Ufficio Nazionale di Statistica di Pechino). Tale risultato ha rafforzato le attese del governo sul raggiungimento del target annuale del 6,5 - 7%. In India la crescita del PIL nel secondo trimestre 2016 è rimasta sostenuta (7,1%), pur decelerando rispetto al primo trimestre. Si è attenuata la recessione sia in Brasile (-3,8% da -5,4%) sia in Russia (-0,6% da -1,2%).

L'attività economica dell'Area Euro, dopo avere perso slancio nel secondo trimestre del 2016, condizionata dal rallentamento di investimenti e consumi, dovrebbe lievemente accelerare. Il PIL, secondo quanto pubblicato dall'Istat, è previsto attestarsi nel terzo trimestre 2016 a +0,3%, spinto dal recupero della domanda estera e dalla stabilizzazione della crescita dei consumi privati, influenzati dal graduale miglioramento della situazione del mercato del lavoro e dall'aumento del reddito disponibile.

Dopo l'andamento stazionario nel secondo trimestre, il PIL italiano, secondo quanto pubblicato nel Bollettino Economico della Banca d'Italia, dovrebbe registrare una variazione leggermente positiva nel terzo trimestre 2016. A contribuire alla crescita si segnala soprattutto il recupero del ciclo industriale, in linea con l'incremento più contenuto, dei flussi di trasporto. Prosegue la ripresa dell'attività dei servizi, desumibile dalla tenuta degli indicatori di fiducia delle imprese del comparto e dall'aumento del potere d'acquisto delle famiglie. L'Istat non fornisce, per ora, numeri previsionali del PIL sul terzo trimestre e rivede al ribasso di 0,1% la stima preliminare sull'anno 2016 (da 0,8% a 0,7%) resa a nota a marzo.

La dinamica dei prezzi al consumo nelle economie avanzate è rimasta debole: negli Stati Uniti l'inflazione è lievemente salita all'1,1% (dal +0,8% di luglio); in Giappone l'inflazione è diminuita nel mese di agosto dello 0,5% (dal -0,4% di luglio).

Nelle principali economie emergenti la dinamica dei prezzi è risultata contenuta in Cina (1,3% in agosto), mentre è rimasta più sostenuta in India (5,0% ed in linea con l'obiettivo della Banca centrale) e, soprattutto, in Brasile e in Russia (9,0% e 6,9%, rispettivamente).

Relativamente all'Area Euro, l'Eurostat ha comunicato che l'inflazione su base annua è stata dello 0,4% nel mese di settembre 2016, in accelerazione rispetto ad agosto (+0,2%), grazie al graduale recupero del prezzo delle *commodities* energetiche. Si osserva una accelerazione delle pressioni sui prezzi in Germania e l'uscita dalla deflazione della Spagna per la prima volta dal 2014. In un contesto di crescita e inflazione in costante, seppur lento, aumento potrebbe non esserci la necessità di ulteriori significativi interventi da parte della BCE al di fuori dell'estensione dell'attuale programma di "*quantitative easing*" oltre marzo 2017.

Una timida ripresa si registra per l'inflazione italiana. A settembre, secondo le stime preliminari diffuse dall'Istat, l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) registra un aumento dello 0,1% rispetto a settembre 2015, dal -0,1% di agosto. Si tratta del primo segno positivo su base annua dopo sette mesi consecutivi con diminuzioni tendenziali. L'inflazione media acquisita per i primi nove mesi 2016 è pari al -0,2% (fonte: Istat).

Per quanto concerne il cambio dell'euro rispetto al dollaro, la moneta unica è scesa ai minimi nel mese di luglio, si è ripresa in agosto e in settembre, per poi ridiscendere nella prima parte del mese di ottobre sotto quota 1,10 dollari. Il valore medio per i primi nove mesi del 2016 è pari a 1,12.

Il costo del denaro nell'Eurozona resta fissato al livello in vigore dal 16 marzo scorso, con un tasso di rifinanziamento principale a zero. Rimane invece in negativo (-0,4%) il tasso sui depositi. Nella riunione del 20 ottobre la BCE ha deciso di non toccare i tassi d'interesse e di aspettare ad estendere il "*quantitative easing*" (piano d'acquisto di titoli da 80 miliardi al mese) il cui orizzonte temporale resta per ora fissato a marzo 2017.

Il comitato di politica monetaria della Federal Reserve (FOMC), nella riunione del 20-21 settembre, ha deciso di mantenere i tassi inalterati allo 0,25 - 0,5%. Per il FOMC servono maggiori evidenze, per poter procedere ad un aumento dei tassi, circa il reale rafforzamento dell'economia statunitense.

Le prospettive

Nelle ultime previsioni sullo stato di salute dell'economia globale le principali organizzazioni internazionali hanno dato una sforbiciata alle stime di crescita; un segnale che evidenzia come la ripresa economica mondiale sia ancora influenzata negativamente da molti fattori, come il deprezzamento delle materie prime, i disordini geopolitici in alcuni paesi ed i rischi legati a politiche di protezionismo.

Gli economisti del Fondo Monetario Internazionale (FMI) confermano le stime sulla crescita mondiale al 3,1% quest'anno ed al 3,4% nel 2017 ma con una netta differenza di andamento fra economie avanzate (in rallentamento) ed economie emergenti e in via di sviluppo (in leggera accelerazione).

Le economie avanzate cresceranno solo dell'1,6% nel 2016, meno del 2,1% registrato lo scorso anno, ed in peggioramento rispetto all'1,8% previsto a luglio. La riduzione più consistente è toccata agli Stati Uniti: gli economisti del FMI prevedono una crescita dell'1,6% nel 2016 (lo 0,6% in meno rispetto a luglio) e del 2,2% nel 2017 (lo 0,3% in meno). In Giappone è previsto un modesto tasso di espansione dello 0,5% nel 2016 e dello 0,6% nel 2017.

Per contro, nei Paesi emergenti e in via di sviluppo, la crescita subirà un'accelerazione per la prima volta da 6 anni al 4,2% nel 2016 e al 4,6% nel 2017 (fonte: FMI). Il PIL cinese è stimato al 6,6% quest'anno ed al 6,2% nel 2017, contro il 6,9% del 2015. Continua a marciare l'India, con un PIL atteso in aumento al 7,6% sia per quest'anno che per il prossimo. Rallenta invece l'attività economica dell'America Latina, con diversi Paesi in recessione, mentre sul Medio Oriente pesano conflitti, terrorismo e il calo del prezzo del petrolio.

Il Fondo Monetario Internazionale ha rivisto al rialzo le previsioni dell'Area Euro di 0,1 punti percentuali rispetto a quanto stimato a luglio: il PIL dovrebbe aumentare dell'1,7% nel 2016 e dell'1,5% nel 2017. Tra i principali Paesi dell'Eurozona, il FMI vede un PIL della Germania in crescita dell'1,7% nel 2016 e dell'1,4% nel 2017 ed una crescita della Francia dell'1,3% sia quest'anno sia il prossimo. Viaggia ancora a ritmi superiori il PIL della Spagna, stimato al +3,1% nel 2016 e al +2,2% nel 2017, con revisioni al rialzo di 0,5 e 0,1 punti percentuali rispettivamente.

Il Fondo Monetario Internazionale riduce le stime di crescita per l'Italia. Nel 2016 il PIL italiano salirà dello 0,8% e nel 2017 dello 0,9%, ovvero 0,1 punti percentuali in meno rispetto alle stime

di luglio. Il dato del FMI coincide per il 2016 con quello contenuto nella nota di aggiornamento al Documento di Economia e Finanza (DEF) mentre per l'anno 2017 il governo stima un PIL a +1,0%. Buone notizie sulla disoccupazione con un biennio in calo rispetto all'11,9% del 2015: quest'anno infatti il tasso di soggetti senza lavoro in Italia è previsto all'11,5%, con una discesa all'11,2% nel 2017 (fonte: FMI).

Per quanto concerne il livello dei prezzi nell'Eurozona, la recente ripresa del prezzo del petrolio potrebbe portare ad un graduale incremento nell'inflazione: per il quarto trimestre si prevede un +0,7%, con una crescita media dello 0,3% per l'intero 2016. Nella prima parte del 2017 l'inflazione si dovrebbe attestare all'1,3% per il venir meno dell'effetto deflazionistico dei prezzi dell'energia (fonte: Istat).

Relativamente all'Italia, secondo la stima contenuta nelle "Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana" della Banca d'Italia l'inflazione si dovrebbe attestare allo 0,2% nel 2016 per poi salire all'1,2% nel 2017 ed all'1,5% nel 2018.

Il cambio euro-dollaro, secondo le stime della maggior parte degli istituti finanziari, potrà registrare nei prossimi mesi un *trend* ribassista. Risulteranno determinanti per il cambio gli andamenti dei livelli di tasso di interesse e dunque i ruoli delle banche centrali. Vi sono attese per la riunione di dicembre in cui la BCE si pronuncerà circa un'eventuale estensione del "*quantitative easing*" oltre marzo 2017 ed in ogni caso finché non riscontrerà un aggiustamento durevole dell'evoluzione dei prezzi, coerente con il proprio obiettivo di inflazione. I vertici della FED sono parsi propendere sempre più per una stretta sui tassi di interesse nella riunione che si terrà a dicembre, l'ultima del 2016. Un'azione al prossimo *meeting* di novembre viene invece considerata altamente improbabile per evitare tensioni alla vigilia delle elezioni presidenziali.

Andamento del mercato energetico

Nei primi 9 mesi del 2016 il prezzo del Brent ha evidenziato un *trend* rialzista dai minimi registrati nel mese di gennaio, attestandosi nel mese di settembre a 47,3 \$/bbl (corrispondenti a 42,2 €/bbl); il periodo è stato caratterizzato da notevole volatilità, risentendo dell'incertezza circa le possibilità di un accordo fra i principali paesi produttori sul taglio della produzione; in settembre l'OPEC ha annunciato il raggiungimento di un'intesa, i cui dettagli dovrebbero essere definiti in novembre. Per quanto persistano dubbi sull'effettiva entità della riduzione, l'annuncio ha sostenuto i corsi petroliferi, che si sono riportati intorno ai 50 dollari al barile nei primi giorni di ottobre. Al rafforzamento delle quotazioni hanno contribuito inoltre il calo dell'offerta statunitense e l'interruzione temporanea della produzione in importanti paesi esportatori. Nonostante il *trend* rialzista, il valore medio dei primi nove mesi è pari a 43,0 \$/bbl, ovvero inferiore del 24% rispetto al valor medio del corrispondente periodo 2015. Secondo le stime dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (*International Energy Agency*, IEA) nel 2016 l'eccesso di offerta dovrebbe ridursi di circa il 60%, in larga misura a causa del ridimensionamento della produzione dei paesi non OPEC, mentre la domanda dovrebbe registrare un graduale recupero.

Per quanto concerne il carbone si evidenzia un primo periodo dell'anno caratterizzato da quotazioni stabilmente al di sotto dei 50 \$/tonn. A partire dal mese di luglio, nonostante il quadro di domanda ancora debole, si è avuto un sensibile incremento nei prezzi, con la quotazione di settembre del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (*Coal Cif Ara*) che ha raggiunto i 63,4 \$/tonn portando la quotazione media dei primi nove mesi del 2016 a 51,6 \$/tonn.

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nei primi nove mesi del 2016 è stato pari a 230.481 GWh (fonte: Terna), con una diminuzione del 3,1% rispetto allo stesso periodo del 2015.

La produzione netta di energia elettrica rimane debole, attestandosi a 200.610 GWh, in calo del 2,7% su base annua. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una sensibile diminuzione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 33.746 GWh, registrando una contrazione del 6,3% rispetto al medesimo periodo del 2015. In calo la produzione termoelettrica, che nel periodo considerato risulta in contrazione del 2,2% rispetto ai primi nove mesi del 2015, attestandosi a 130.301 GWh.

Per quanto concerne le fonti rinnovabili, si osserva un andamento discordante: il fotovoltaico registra un calo del 10,0% rispetto ai primi nove mesi del 2015; per contro risultano in aumento sia la produzione eolica (+13,2%) che geotermoelettrica (+2,1%).

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'86,4% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* del periodo gennaio-settembre è sceso del 27% attestandosi a 38,3 €/MWh, contro i 52,1 €/MWh dei primi nove mesi del 2015.

Andamento in diminuzione anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-26% per il PUN *Peak Load* attestatosi a 42,3 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico registra una diminuzione nei primi nove mesi del 2016 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-27% per il PUN *Off-Peak* attestatosi a 36,2 €/MWh). Per l'ultimo trimestre 2016, le curve *forward* indicano prezzi in risalita con valori superiori ai 45 €/MWh.

Gas Naturale

Nel corso dei primi nove mesi del 2016 la domanda di gas naturale è aumentata dell'1,5% rispetto al corrispondente periodo del 2015, attestandosi a 47.978 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). Anche nel terzo trimestre si evidenzia un incremento nella domanda di gas che, confermando il *trend* di crescita del 2016, segna un aumento del 2,0% rispetto al terzo trimestre 2015.

La ripresa ha interessato prevalentemente i consumi del settore termoelettrico, che segnano un incremento del 7,8% rispetto ai primi nove mesi del 2015, beneficiando anche della contrazione della produzione rinnovabile. Anche il settore industriale evidenzia segnali di ripresa attestandosi a 9.772 Mmc, con un incremento del 2,3% rispetto al corrispondente periodo del 2015. Nel medesimo periodo di riferimento i consumi del settore residenziale e commerciale registrano invece una diminuzione del 2,8%, per effetto di temperature più miti registrate sia nei mesi invernali che nel periodo estivo.

Dal lato dell'offerta cala ai minimi storici la produzione nazionale, attestandosi a 4.044 Mmc (-16,1% rispetto ai primi nove mesi del 2015). L'*import* ha rappresentato circa il 92% del fabbi-

sogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte.

Per quanto concerne le quotazioni, nei primi nove mesi del 2016, il prezzo del gas al TTF è stato pari a 12,9 €/MWh, in diminuzione del 37,7% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il prezzo del gas al PSV ha evidenziato un *trend* ascendente che, partendo dai valori minimi del mese di febbraio (in concomitanza con la partenza delle esportazioni di *shale* gas statunitense via GNL), ha raggiunto il valore massimo nel mese di luglio, per poi retracciare sensibilmente. Nello specifico, il prezzo medio dei primi nove mesi del 2016 è stato pari a 14,6 €/MWh, in calo del 36,3% rispetto allo stesso periodo del 2015. Nel mese di luglio le quotazioni si sono attestate ad un valore pari a 15,8 €/MWh. Per il quarto trimestre 2016, le curve *forward* indicano prezzi in risalita con valori medi prossimi ai 17 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF, per il periodo in esame, pari a 1,7 €/MWh, in sensibile calo rispetto al differenziale 2015, pari a 2,1 €/MWh. I principali fattori che caratterizzeranno il valore dello *spread* saranno legati all'andamento degli approvvigionamenti di gas dal Sud (attesi in aumento per la rinnovata disponibilità algerina) nonché alle logiche di ottimizzazione di portafoglio adottate dai principali importatori italiani e legate alle aspettative sui differenziali di prezzo per i prossimi mesi (fonte: Ref).

Risultati per
settore di attività

Risultati per settore di attività

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

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della *Business Unit* Generazione e *Trading* è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione⁽¹⁾ del Gruppo. Il comparto “Generazione” ha lo specifico obiettivo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M). Il comparto “*Trading*” ha invece il compito di massimizzare il profitto derivante dalla gestione del portafoglio energetico attraverso l'attività di compravendita di energia elettrica, di combustibili (gassosi e non gassosi) e di titoli ambientali sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri. Rientra nell'ambito della *Business Unit* anche l'attività di *trading* sui mercati nazionali ed esteri di tutte le *commodities* energetiche (gas, energia elettrica, titoli ambientali).

Business Unit Commerciale

L'attività della *Business Unit* Commerciale è finalizzata alla vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela.

Business Unit Ambiente

L'attività della *Business Unit* Ambiente è relativa alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia. In particolare, l'attività di raccolta e spazzamento si riferisce prevalentemente alla pulizia delle strade e al prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione.

Il trattamento dei rifiuti, invece, costituisce l'attività svolta in centri dedicati per la trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia.

Infine, l'attività di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica assicura l'eventuale recupero energetico mediante la termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

(1) Potenza installata complessivamente pari a 8,8 GW.

Business Unit Reti e Calore

L'attività della *Business Unit Reti e Calore* riguarda prevalentemente la gestione tecnico-operativa delle reti di 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). Inoltre è finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì comprese le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore) e all'illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Business Unit Estero

La *Business Unit Estero* comprende nel periodo in esame le attività svolte dalla partecipata Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić (EPCG)⁽²⁾ in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica.

Altri Servizi e Corporate

Gli Altri Servizi includono le attività relative ai servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia e accessi ad *internet*.

I servizi di *Corporate*, invece, 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.) i cui costi, al netto di quanto riaddebitato per competenza alle singole *Business Units* in base ai servizi resi, rimangono in carico alla *Corporate*.

(2) Potenza installata complessivamente pari a 0,9 GW.

Business Unit
Generazione e Trading

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Generazione e Trading.

Dati quantitativi - Settore energia elettrica

3° trim. 2016	3° trim. 2015	GWh	30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
		FONTI				
3.289	3.707	Produzioni nette	9.274	9.700	(426)	(4,4%)
2.031	2.415	- produzione termoelettrica	5.753	6.128	(375)	(6,1%)
1.256	1.292	- produzione idroelettrica	3.518	3.570	(52)	(1,5%)
2	-	- produzione fotovoltaica	3	2	1	50,0%
13.212	9.687	Acquisti	34.706	28.948	5.758	19,9%
2.452	1.782	- borsa	7.299	5.565	1.734	31,2%
1.312	1.270	- grossisti	3.175	4.076	(901)	(22,1%)
9.448	6.635	- portafoglio di Trading/Service	24.232	19.307	4.925	25,5%
16.501	13.394	TOTALE FONTI	43.980	38.648	5.332	13,8%
		USI				
1.663	1.349	Vendita a Retailer del Gruppo	4.704	4.076	628	15,4%
2.974	2.256	Vendite ad altri grossiti	6.096	6.629	(533)	(8,0%)
2.416	3.154	Vendite in borsa	8.948	8.636	312	3,6%
9.448	6.635	Portafoglio di Trading/Service	24.232	19.307	4.925	25,5%
16.501	13.394	TOTALE USI	43.980	38.648	5.332	13,8%

I dati relativi alle vendite sono riportati al lordo delle perdite.

Nei primi nove mesi del 2016 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 9.274 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 34.706 GWh, per una disponibilità complessiva di 43.980 GWh.

La produzione evidenzia una flessione del 4,4% rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente, riconducibile principalmente alla riduzione della produzione termoelettrica a seguito della conclusione del meccanismo di essenzialità dell’impianto di San Filippo del Mela per i gruppi 2, 5 e 6, a partire dal 28 maggio 2016 e in relazione alla produzione idroelettrica, alla

cessione degli impianti idroelettrici del nucleo di Udine – il cosiddetto “Ramo Cellina” – con efficacia 1° gennaio 2016.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 34.706 GWh (28.948 GWh al 30 settembre 2015): i minori acquisti effettuati sui mercati all’ingrosso sono stati più che compensati dalle maggiori quantità intermedie in borsa e nell’ambito dell’attività di *trading*.

Nello stesso periodo le minori vendite sui mercati all’ingrosso (-8%), sono state più che compensate dalle maggiori quantità vendute sui mercati *spot* (+3,6%) e alla *Business Unit* Commerciale (+15,4%).

Le quantità di energia elettrica intermedie nell’ambito dell’attività di *trading* registrano un incremento del 25,5%.

Complessivamente nei primi nove mesi le vendite di energia elettrica della *Business Unit* Generazione e *Trading* si sono attestate a 43.980 GWh (38.648 GWh al 30 settembre 2015).

Dati quantitativi - Settore gas

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Millioni di mc	30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
		FONTI				
687	710	Approvvigionamenti	1.939	1.846	93	5,0%
(193)	(183)	Prelievi da magazzino	(96)	(69)	(27)	39,1%
(3)	(3)	Autoconsumi /GNC	(9)	(10)	1	(10,0%)
1.218	170	Portafoglio di Trading/Service	2.742	755	1.987	n.s.
1.709	694	TOTALE FONTI	4.576	2.522	2.054	81,4%
		USI				
128	110	Usi Business Unit Commerciale	807	748	59	7,9%
255	280	Usi termoelettrici	648	623	25	4,0%
6	6	Usi Business Unit Calore e Ambiente	54	64	(10)	(15,6%)
102	128	Grossisti	325	332	(7)	(2,1%)
1.218	170	Portafoglio di Trading/Service	2.742	755	1.987	n.s.
1.709	694	TOTALE USI	4.576	2.522	2.054	81,4%

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

Nei primi nove mesi del 2016 i volumi di gas venduti si attestano a 4.576 milioni di metri cubi, in aumento dell’81,4% rispetto allo stesso periodo del 2015 (2.522 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas intermediati nell’ambito del Portafoglio di *Trading* (+1.987 milioni di metri cubi) a seguito di un incremento delle attività relative, i volumi venduti per usi termoelettrici (+4%), nonché i volumi di gas venduti alla *Business Unit* Commerciale (+7,9%), mentre si registra una riduzione delle vendite nei confronti delle altre *Business Units* del Gruppo (-15,6%) e verso i grossisti (-2,1%).

Dati economici

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
609	649	Ricavi	1.834	2.030	(196)	(9,7%)
103	99	Margine Operativo Lordo	273	291	(18)	(6,2%)
16,9%	15,3%	% su Ricavi	14,9%	14,3%		
(47)	(45)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(147)	(127)	(20)	15,7%
56	54	Risultato Operativo Netto	126	164	(38)	(23,2%)
9,2%	8,3%	% su Ricavi	6,9%	8,1%		
6	8	Investimenti	14	36	(22)	(61,1%)
		FTE	1.163	1.243	(80)	(6,4%)
22	22	Costo del personale	69	68	1	1,5%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media del periodo in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai due mesi di consolidamento (agosto e settembre 2016).

I ricavi si sono attestati a 1.834 milioni di euro, in diminuzione di 196 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente per la discesa registrata nello scenario energetico che ha determinato una riduzione sia dei prezzi *forward* che dei prezzi *spot*.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 273 milioni di euro, in riduzione di 18 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi dell’anno precedente.

Nel confronto con lo stesso periodo del 2015, il risultato del 2016 beneficia di maggiori partite non ricorrenti per circa 13 milioni di euro e del contributo derivante dal consolidamento per i mesi di agosto e settembre 2016 della *Business Unit* Generazione e *Trading* del Gruppo LGH (circa 1 milione di euro), mentre risente, per circa 5 milioni di euro, dell’effetto negativo della variazione di perimetro riconducibile all’assegnazione degli impianti idroelettrici del nucleo di Udine (ad eccezione di Ampezzo e Somplago) – il cosiddetto “Ramo Cellina” – a favore di Cellina Energy S.r.l. per effetto della scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. con efficacia 1° gennaio 2016.

Al netto di tali effetti non ricorrenti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in riduzione di circa 27 milioni di euro. Il peggioramento dello scenario energetico, con tutti i principali parametri di mercato in contrazione (PUN *Baseload* -27%; PUN *Peak* -26%; PSV -36%) ha determinato difficili condizioni “di partenza” e un effetto comparativo negativo, rispetto ai primi nove mesi del 2015 di circa 80 milioni di euro sulla gestione degli impianti a cui si sono aggiunte, sempre per effetto scenario, le difficoltà sul segmento gas.

Hanno inoltre contribuito negativamente alla *performance* della *Business Unit*, l’uscita della centrale termoelettrica di San Filippo del Mela dal regime di essenzialità a fine maggio 2016 e, infine, il minore margine realizzato sulle attività del portafoglio di *Trading*, dovuto alla com-

pressione degli *spread* con l'estero e al venir meno di alcune opportunità sul mercato dei certificati ambientali (quale la conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi).

Hanno invece parzialmente compensato tali dinamiche:

- l'attività di copertura sui mercati a termine effettuata a partire dal 2015 che ha consentito di neutralizzare, almeno parzialmente, prezzi e *spread* calanti;
- l'ottima *performance* sui mercati secondari realizzata sia dagli impianti a ciclo combinato che dai gruppi non più essenziali dell'impianto di San Filippo del Mela;
- le maggiori produzioni idroelettriche, che hanno in parte compensato la forte diminuzione dei prezzi di vendita (amplificata dagli elevati prezzi rilevati nel terzo trimestre del 2015 anche a seguito delle alte temperature registrate);
- la buona *performance* registrata sul mercato dei titoli ambientali.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 147 milioni di euro (127 milioni di euro al 30 settembre 2015). L'incremento, pari a 20 milioni di euro, è attribuibile prevalentemente ai maggiori accantonamenti per rischi effettuati a copertura di oneri contrattuali.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 126 milioni di euro (164 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015).

Nel periodo in esame gli Investimenti sono risultati pari a circa 14 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Calabria e della Valtellina per circa 5 milioni di euro, e presso gli impianti termoelettrici di Monfalcone, Chivasso e Piacenza per circa 9 milioni di euro. Si registrano inoltre investimenti per 0,7 milioni di euro realizzati presso la società A2A Trading S.r.l. riguardanti principalmente sviluppi ed interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software*.

La riduzione delle FTE rilevata nei primi nove mesi 2016 rispetto al corrispondente periodo del 2015 è riconducibile per circa -26 FTE alla cessione del cosiddetto "Ramo Cellina" a favore di Cellina Energy S.r.l., al contributo di LGH per circa 32 FTE, mentre la restante parte (-86 FTE) è invece principalmente riconducibile al piano di efficientamento in essere del comparto generazione.

Business Unit Commerciale

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Commerciale.

Dati quantitativi

3° trim. 2016	3° trim. 2015		30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
		Vendite energia elettrica				
1.630	1.370	Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	4.603	4.009	594	14,8%
523	574	Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	1.539	1.671	(132)	(7,9%)
2.153	1.944	Totale vendite energia elettrica (GWh)	6.142	5.680	462	8,1%

3° trim. 2016	3° trim. 2015		30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
		Vendite gas				
99	63	Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	472	372	100	26,9%
40	43	Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	331	362	(31)	(8,6%)
139	106	Totale vendite gas (Mmc)	803	734	69	9,4%

Le quantità di vendita sono esposte al lordo delle perdite.

Nei primi nove mesi del 2016 si registra un incremento nelle vendite di energia elettrica (+8,1%) e nelle vendite di gas (+9,4%) rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente.

La crescita nel settore elettrico è riconducibile alle maggiori vendite sul mercato libero verso i grandi clienti e in misura minore verso i clienti diffusi, in parte compensata dal calo delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela.

La crescita nel settore gas è attribuibile prevalentemente ad un maggior numero di punti di riconsegna serviti sul mercato libero e ai maggiori volumi venduti ai grandi clienti.

Dati economici

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
301	275	Ricavi	970	974	(4)	(0,4%)
27	24	Margine Operativo Lordo	100	78	22	28,2%
9,0%	8,7%	% su Ricavi	10,3%	8,0%		
(4)	(5)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(13)	(13)	-	-
23	19	Risultato Operativo Netto	87	65	22	33,8%
7,6%	6,9%	% su Ricavi	9,0%	6,7%		
1	1	Investimenti	3	2	1	50,0%
		FTE	565	431	134	31,0%
8	5	Costo del personale	20	18	2	11,1%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media del periodo in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai due mesi di consolidamento (agosto e settembre 2016).

I ricavi si sono attestati a 970 milioni di euro (974 milioni di euro al 30 settembre 2015). Al netto del contributo del Gruppo LGH pari a 24 milioni di euro, i ricavi risultano in contrazione rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente di 28 milioni di euro, prevalentemente per la riduzione dei prezzi unitari sia nel segmento elettrico che in quello del gas.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 100 milioni di euro, in crescita di 22 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015.

Al netto delle partite non ricorrenti che hanno caratterizzato i due periodi di confronto, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta in crescita di 21 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015 prevalentemente a seguito della crescita dei risultati registrata nel comparto della vendita di energia elettrica.

Tale andamento ha interessato sia il mercato libero a seguito dell'incremento dei volumi venduti e del maggior numero di punti serviti, sia il mercato della tutela per effetto dell'aumento della quota tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione (nonostante il calo delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela sopra menzionato).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 13 milioni di euro, in linea con quelli del 30 settembre 2015.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 87 milioni di euro (65 milioni di euro nel medesimo periodo dell'anno precedente).

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit Commerciale* si sono attestati a circa 3 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente sviluppi ed interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* a supporto delle attività di *marketing* e di fatturazione.

L'incremento delle FTE rilevato nei primi nove mesi 2016 rispetto al corrispondente periodo del 2015 è riconducibile per circa 94 FTE al contributo di LGH, mentre la restante parte (+40 FTE) è invece principalmente riconducibile alle assunzioni per il consolidamento degli atipici.

Business Unit Ambiente

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Ambiente.

Dati quantitativi

3° trim. 2016	3° trim. 2015		30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
401	294	Rifiuti raccolti (Kton)	1.063	942	121	12,8%
715	606	Rifiuti smaltiti (Kton)	1.939	1.934	5	0,3%
347	331	Energia elettrica venduta (GWh)	1.012	996	16	1,6%
112	101	Calore ceduto (GWh)*	804	751	53	7,1%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nei primi nove mesi del 2016 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.063 migliaia di tonnellate, risultano in crescita rispetto ai primi nove mesi del 2015 (+12,8%). Al netto dei rifiuti raccolti relativi al Gruppo LGH (54 Kton), le quantità sono in aumento del 7,1% grazie principalmente ai nuovi Comuni gestiti. Le quantità di rifiuti smaltiti evidenziano invece un lieve incremento (+5 migliaia di tonnellate) rispetto allo stesso periodo del 2015: le maggiori quantità derivanti dal consolidamento del Gruppo LGH (120 migliaia di tonnellate) sono state quasi interamente compensate dai minori rifiuti speciali smaltiti presso la discarica lotti inertizzati di Corteolona a causa del blocco dei conferimenti e dai minori smaltimenti presso le discariche di Cavaglià (in esaurimento a giugno 2016) e di Montichiari (in esaurimento a dicembre 2015). Si rilevano infine maggiori quantità smaltite presso la discarica di Giussago (avvio nel mese di gennaio 2016) e presso gli impianti di trattamento delle nuove società acquisite RI.ECO e RESMAL.

Le quantità di energia elettrica vendute sono risultate in incremento di 16 GWh rispetto ai primi nove mesi del 2015, grazie al contributo del Gruppo LGH (+31 GWh), mentre la produzione di calore è risultata in crescita (+53 GWh termici) per effetto principalmente delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
208	198	Ricavi	611	604	7	1,2%
55	51	Margine Operativo Lordo	174	161	13	8,1%
26,4%	25,8%	% su Ricavi	28,5%	26,7%		
(21)	(18)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(62)	(50)	(12)	24,0%
34	33	Risultato Operativo Netto	112	111	1	0,9%
16,3%	16,7%	% su Ricavi	18,3%	18,4%		
14	14	Investimenti	42 (*)	37	5	13,5%
		FTE	5.555	4.929	626	12,7%
63	64	Costo del personale	193	192	1	0,5%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media del periodo in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai due mesi di consolidamento (agosto e settembre 2016).
(*) Gli investimenti del 2016 non includono il prezzo pagato per l'acquisizione delle partecipazioni in RIECO, RESMAL e LA BI.CO DUE per circa 21 milioni di euro.

Nel corso dei primi nove mesi la *Business Unit* ha registrato ricavi per 611 milioni di euro (604 milioni di euro al 30 settembre 2015). Al netto del contributo del Gruppo LGH, pari a 20 milioni di euro, i ricavi risultano in riduzione di 13 milioni di euro prevalentemente per minori attività su commesse.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 174 milioni di euro, in crescita di 13 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Si segnala che il risultato dei primi nove mesi del 2016 include l'apporto positivo pari a circa 5 milioni di euro derivante dal consolidamento del comparto ambiente di LGH a partire dal 1° agosto 2016.

Al netto delle partite non ricorrenti che hanno caratterizzato i due periodi di confronto e del contributo di LGH, il margine operativo industriale della *Business Unit* cresce di 5 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015.

Alla crescita dei risultati del periodo in esame hanno contribuito:

- l'incremento dei margini del segmento raccolta a seguito delle maggiori quantità raccolte (nonostante i maggiori servizi offerti nel corso dell'anno precedente per EXPO 2015), del maggior numero di abitanti serviti, dei maggiori proventi derivanti dall'attività di vendita della carta post-trattamento;
- la buona *performance* degli impianti di termovalorizzazione del Gruppo, derivante principalmente dalle maggiori vendite di calore (a seguito delle maggiori richieste del comparto teleriscaldamento), dalla riduzione dei costi di smaltimento delle scorie prodotte dai termovalorizzatori, dalla riduzione dei costi di energia elettrica per l'attivazione del Sistema Efficiente d'Utenza (SEU) presso il WTE di Bergamo, nonché dall'aumento dei prezzi di smaltimento dei rifiuti assimilabili agli urbani;

- l'avvio degli smaltimenti presso la nuova discarica di Giussago a partire dal mese di gennaio 2016.

Tale andamento è stato parzialmente compensato da un effetto prezzo negativo (seppur mitigato dalle vendite *forward* verso la *Business Unit* Generazione e *Trading*) riconducibile alla vendita di energia elettrica e calore prodotti dagli impianti *waste to energy* del Gruppo, nonché dalla riduzione delle quantità smaltite presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona (dal mese di maggio 2015) e le discariche di Montichiari e Cavaglià (esaurite rispettivamente nel mese di dicembre 2015 e nel mese di giugno 2016).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 62 milioni di euro, di cui 4 milioni di euro relativi al Gruppo LGH (50 milioni di euro nei primi nove mesi dell'anno precedente).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 112 milioni di euro (111 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015).

Gli Investimenti del periodo si sono attestati a 42 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (13 milioni di euro), degli impianti di trattamento e discariche (6 milioni di euro), l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta (21 milioni di euro), e altri investimenti minori, incluso il contributo di LGH (2 milioni di euro).

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+653 FTE), si registra una diminuzione per -27 FTE, riconducibile a variazioni di perimetro intervenute nei due periodi di confronto per circa 9 FTE (vincita di nuove gare per la raccolta e l'igiene urbana e acquisizione di una nuova società attiva nel comparto della raccolta nel corso del 2016, compensati da minori FTE per l'evento EXPO 2015) e per circa -36 risorse al contenimento degli organici a parità di perimetro.

Business Unit Reti e Calore

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Reti e Calore.

Dati quantitativi - Reti

3° trim. 2016	3° trim. 2015		30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
2.812	2.941	Energia elettrica distribuita (GWh)	8.278	8.463	(185)	(2,2%)
171	130	Gas distribuito (Mmc)	1.210	1.198	12	1,0%
43	42	Gas trasportato (Mmc)	238	247	(9)	(3,6%)
16	17	Acqua distribuita (Mmc)	47	46	1	2,2%

L'energia elettrica distribuita nei primi nove mesi del 2016 è stata pari a 8.278 GWh, in riduzione (-185 GWh) rispetto ai primi nove mesi dell'esercizio 2015, a seguito di una flessione dei consumi, imputabile principalmente agli usi in media ed alta tensione. A tale variazione contribuisce l'apporto positivo delle quantità di energia elettrica distribuita del Gruppo LGH, per un valore pari a 68 GWh.

Le quantità di gas distribuito nel periodo in esame si sono attestate a 1.210 milioni di metri cubi (+1%), con un contributo di LGH pari a 42 Mmc, mentre le quantità di gas trasportato si sono attestate a 238 milioni di metri cubi (-3,6%).

L'acqua distribuita è, invece, risultata pari a 47 Mmc, in crescita di 1 Mmc rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Dati quantitativi - Calore

3° trim. 2016	3° trim. 2015	GWh	30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
		FONTI				
60	50	Impianti di:	673	727	(54)	(7,4%)
-	-	- Lamarmora	258	292	(34)	(11,6%)
2	-	- Famagosta	61	87	(26)	(29,9%)
7	7	- Tecnocity	49	49	-	-
51	43	- Altri impianti	305	299	6	2,0%
125	116	Acquisti da:	1.040	962	78	8,1%
14	15	- Terzi	225	201	24	11,9%
111	101	- Altre Business Units	815	761	54	7,1%
185	166	TOTALE FONTI	1.713	1.689	24	1,4%
		USI				
120	100	Vendite ai clienti finali	1.452	1.434	18	1,3%
65	66	Perdite di distribuzione	261	255	6	2,4%
185	166	TOTALE USI	1.713	1.689	24	1,4%

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 Business Unit Ambiente.

Nei primi nove mesi del 2016 le vendite di calore ai clienti finali sono risultate in lieve aumento rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente, grazie anche al contributo del consolidamento del Gruppo LGH. Le minori vendite dovute all’andamento climatico mite registrato nel periodo in esame sono state interamente compensate dalle maggiori quantità di vendita derivanti dallo sviluppo commerciale in essere.

Le produzioni di calore sono diminuite di 54 GWh termici, mentre gli acquisti sono aumentati di 78 GWh termici.

Dati economici

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
174	175	Ricavi	673	666	7	1,1%
66	70	Margine Operativo Lordo	293	253	40	15,8%
37,9%	40,0%	% su Ricavi	43,5%	38,0%		
(33)	(30)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(93)	(90)	(3)	3,3%
33	40	Risultato Operativo Netto	200	163	37	22,7%
19,0%	22,9%	% su Ricavi	29,7%	24,5%		
53	42	Investimenti	130	113	17	15,0%
		FTE	2.434	2.153	281	13,1%
25	27	Costo del personale	78	87	(9)	(10,3%)

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media del periodo in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai due mesi di consolidamento (agosto e settembre 2016).

I ricavi della *Business Unit* Reti e Calore nei primi nove mesi del 2016 si sono attestati a 673 milioni di euro (666 milioni di euro al 30 settembre 2015). Tale andamento risente oltre che del consolidamento del Gruppo LGH per un importo pari a 11 milioni di euro, dell'iscrizione nei primi nove mesi 2016 di 51,4 milioni di euro di ricavi non ricorrenti per la società A2A Ciclo idrico.

Infatti, con la Deliberazione n. 16/2016 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito di Brescia ha approvato il riconoscimento di partite tariffarie pregresse (per gli esercizi 2007-2011) ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico n. 643/2013/R/idr.

Tale andamento è stato tuttavia quasi interamente riassorbito dai minori ricavi registrati nei comparti della distribuzione elettrica e gas (a seguito prevalentemente della revisione del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) a partire dal 2016, nonché del nuovo assetto regolatorio della distribuzione elettrica), nella vendita di titoli ambientali, nonché dalla forte contrazione dei prezzi medi di vendita del calore e dell'energia elettrica nel comparto teleriscaldamento e gestione calore.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 293 milioni di euro, in crescita di 40 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015.

Al netto delle partite non ricorrenti positive registrate nei due periodi di confronto (rispettivamente circa 52 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 e circa 2 milioni di euro nello stesso periodo dell'anno precedente) e del contributo di LGH, il margine operativo della *Business Unit* risulta in flessione di 12 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- maggiori ricavi di competenza dell'esercizio 2016 relativi al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 3 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI e di maggiori quantità distribuite nel periodo in esame;
- minori ricavi ammessi attesi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas complessivamente per circa 17 milioni di euro riconducibili prevalentemente, nella distribuzione gas, all'aggiornamento a partire dal 2016 del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) da parte dell'AEEGSI e, nella distribuzione di energia elettrica, al cambio in generale del periodo regolatorio, oltre che all'aggiornamento del WACC sopracitato. Si sono registrati inoltre nei due comparti minori ricavi per allacciamenti e prestazioni per circa 5 milioni di euro;
- minori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 6 milioni di euro riconducibili in prevalenza alla riduzione dei prezzi unitari di vendita di calore correlati al prezzo decrescente del gas, nonché ai minori ricavi registrati nel mercato dei titoli ambientali;

- minori costi fissi dell'intera *Business Unit* Reti e Calore per circa 15 milioni di euro, derivanti in parte dal piano di efficienza operativa di Gruppo attualmente in corso ed in parte da maggiori capitalizzazioni.

I margini relativi all'attività di illuminazione pubblica risultano invece in riduzione di 1 milione di euro rispetto a quelli dei primi nove mesi dell'anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 93 milioni di euro, in aumento rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente (90 milioni di euro al 30 settembre 2015), principalmente a seguito del consolidamento di LGH.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 200 milioni di euro (163 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015).

Gli Investimenti nel periodo in esame sono risultati pari a 130 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia 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 (36 milioni di euro, di cui 1 milione di euro relativo al Gruppo LGH);
- 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 e *smart meter* gas (44 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo LGH);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (16 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti *led* nei Comuni gestiti (8 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 26 milioni di euro (di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo LGH).

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+252 FTE), si registra un incremento delle FTE pari a +29 (+1,3%).

Business Unit Estero

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit* Estero. Nel periodo in esame, la *Business Unit* Estero coincide con EPCG, per la quale si riportano i dati quantitativi ed economici.

Dati quantitativi - Produzione e Vendita Energia Elettrica

3° trim. 2016	3° trim. 2015	GWh	30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
		FONTI				
634	669	Produzioni	2.128	2.163	(35)	(1,6%)
389	423	- produzione termoelettrica	801	1.033	(232)	(22,5%)
245	246	- produzione idroelettrica	1.327	1.130	197	17,4%
211	318	Import e altre fonti	612	788	(176)	(22,3%)
196	313	- import	544	754	(210)	(27,9%)
15	5	- altre fonti	68	34	34	100,0%
845	987	TOTALE FONTI	2.740	2.951	(211)	(7,2%)
		USI				
586	754	Consumi mercato domestico	1.746	2.164	(418)	(19,3%)
83	92	Perdite di distribuzione	288	333	(45)	(13,5%)
35	38	Perdite di trasmissione	104	105	(1)	(1,0%)
5	6	Altri usi	25	16	9	56,3%
136	97	Export	577	333	244	73,3%
845	987	TOTALE USI	2.740	2.951	(211)	(7,2%)

Nei primi nove mesi del 2016 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 2.740 GWh (2.951 GWh al 30 settembre 2015).

Alla copertura del fabbisogno hanno contribuito gli impianti di EPCG che hanno prodotto complessivamente 2.128 GWh (sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2015), di cui 801 GWh da fonte termoelettrica (-22,5%) e 1.327 GWh da fonte idroelettrica (+17,4%); la riduzione delle produzioni termoelettriche dell'impianto di Pljevlja è stata compensata dalla maggiore produzione idroelettrica registrata soprattutto nel corso del secondo trimestre dell'anno. Nel periodo in esame si è registrato inoltre, una riduzione dell'import (-210 GWh), nonché un incremento delle quantità esportate (+244 GWh).

Le vendite di energia elettrica del Gruppo EPCG sul mercato domestico si sono attestate complessivamente a 1.746 GWh, in riduzione del 19,3% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, sostanzialmente a seguito dell'interruzione della fornitura di energia elettrica al grande cliente energivoro Montenegro Bonus.

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

3° trim. 2016	3° trim. 2015		30 09 2016	30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
572	583	Energia elettrica distribuita (GWh)*	1.616	1.637	(21)	(1,3%)

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione.

Nel periodo in esame, inoltre, l'energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione montenegrina, è risultata pari a 1.616 GWh (1.637 GWh al 30 settembre 2015).

Dati economici

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Milioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
56	63	Ricavi	167	181	(14)	(7,7%)
13	11	Margine Operativo Lordo	48	43	5	11,6%
23,2%	17,5%	% su Ricavi	28,7%	23,8%		
(6)	(9)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(21)	(26)	5	(19,2%)
7	2	Risultato Operativo Netto	27	17	10	58,8%
12,5%	3,2%	% su Ricavi	16,2%	9,4%		
6	9	Investimenti	16	16	-	-
		FTE	2.378	2.509	(131)	(5,2%)
11	11	Costo del personale	33	34	(1)	(2,9%)

I ricavi si sono attestati a 167 milioni di euro (181 milioni di euro al 30 settembre 2015). La riduzione dei ricavi nel periodo è prevalentemente riconducibile alle minori vendite di energia elettrica al cliente Montenegro Bonus (interruzione fornitura a partire dal mese di marzo 2016) e agli altri clienti finali (minori ricavi di vendita e distribuzione).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 48 milioni di euro interamente attribuibile alla controllata EPCG, in crescita di 5 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La minore marginalità derivante dalle minori vendite di energia elettrica al cliente Montenegro Bonus è stata più che compensata da minori costi di produzione termoelettrica, dalle maggiori quantità esportate e da minori costi operativi.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 21 milioni di euro (26 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è positivo per 27 milioni di euro, in crescita di 10 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015.

Gli Investimenti, pari a 16 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori telegestiti (9,6 milioni di euro), ad interventi di manutenzione della rete primaria e secondaria di distribuzione (3,5 milioni di euro), ad interventi sui sistemi informativi centrali e all'acquisto di nuovi autoveicoli (circa 1,2 milioni di euro), nonché ad interventi di manutenzione sull'impianto termoelettrico di Pljevlja e sugli impianti idroelettrici di Perucica e Piva (complessivamente circa 1,7 milioni di euro).

Altri Servizi e Corporate

Dati economici

3° trim. 2016	3° trim. 2015	Millioni di euro	01 01 2016 30 09 2016	01 01 2015 30 09 2015	Variazioni	% 2016/2015
47	42	Ricavi	136	131	5	3,8%
(6)	(3)	Margine Operativo Lordo	(16)	(12)	(4)	33,3%
(12,8%)	(7,1%)	% su Ricavi	(11,8%)	(9,2%)		
(3)	(5)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(12)	(54)	42	(77,8%)
(9)	(8)	Risultato Operativo Netto	(28)	(66)	38	(57,6%)
(19,1%)	(19,0%)	% su Ricavi	(20,6%)	(50,4%)		
3	1	Investimenti	7	4	3	75,0%
		FTE	1.213	984	229	23,3%
24	20	Costo del personale	71	64	7	10,9%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media del periodo in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai due mesi di consolidamento (agosto e settembre 2016).

Nei primi nove mesi del 2016, i ricavi degli Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 136 milioni di euro (131 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 16 milioni di euro, in lieve flessione rispetto a quello rilevato nello stesso periodo dell'esercizio precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 12 milioni di euro (54 milioni di euro al 30 settembre 2015). Tale variazione è prevalentemente attribuibile allo stanziamento nello stesso periodo del 2015 di maggiori accantonamenti per rischi non ricorrenti per circa 40 milioni di euro.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 28 milioni di euro (negativo per 66 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Gli Investimenti del periodo, pari a 7 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi e sulle reti di telecomunicazione.

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+207 FTE), si registra un incremento delle FTE per +22 FTE.

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 dalla Consob, 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...”.

238

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 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 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* quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto ed il coordinamento della struttura di *Group Risk Management* attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati: da un lato mira ad evolvere ulteriormente l'*assessment* rischi 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 evoluzione è svolta 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 da *Group Risk Management*.

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

Si segnala che in termini di maggior impatto stimato sui risultati di Gruppo, i rischi principali risultano essere, in ordine di importanza:

- cambiamenti normativi;
- scenario energetico;
- *Business Interruption*;
- variazioni climatiche.

Rischio normativo e regolatorio

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e il gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come l'attività di *energy management*, *trading* e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

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 in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (Ministero dello Sviluppo Economico, Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni) e gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Per affrontare tali problematiche, nel corso del 2015, il vertice aziendale ha costituito una apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Mercato", a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il *business* e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola *compliance* (o *litigation*).

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le *Business Units* non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle loro istanze in termini di supporto alle nuove iniziative.

È stato altresì costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e dall'Amministratore Delegato del Gruppo, oltre che dal Responsabile Relazioni Istituzionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Mercato. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle *Business Units* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità normative, assumere una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicularle agli *stakeholders* di riferimento.

Affari Regolatori e Mercato ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (Es. *Regulatory Review* prodotta trimestralmente), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulla società.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano la durata e le condizioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione;
- le gare inerenti l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la riforma del servizio idrico integrato non solo dal punto di vista tariffario ma anche per gli aspetti di qualità del servizio, misura e *unbundling*;
- la regolazione dei servizi pubblici locali con il Testo Unico dei Servizi Pubblici Locali che all'articolo 16 attribuisce poteri di regolazione, controllo e sanzionatori all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sul ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati;
- le previsioni normative in materia di abbandono dei regimi di tutela per i clienti dei settori elettrico e del gas;
- l'implementazione della disciplina del *capacity market*;
- il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi.

Rischio scenario energetico (rischio prezzo *commodities*)

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) nonché del tasso di cambio ad esse associato. Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle *commodities*, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi della Società.

Il Gruppo ha approvato una *Energy Risk Policy* che disciplina le modalità con cui viene monitorato e gestito il rischio *commodity* ovvero il massimo livello di variabilità cui il risultato è esposto con riferimento all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

In coerenza con quanto previsto dalla *Policy*, vengono annualmente definiti ed approvati dal CdA i limiti di rischio *commodity* del Gruppo.

Il rischio di mercato viene gestito monitorando costantemente l'esposizione netta totale del portafoglio di Gruppo ed agendo sui fattori che ne condizionano maggiormente l'andamento. Vengono definite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti, tipicamente tramite coperture a 12 mesi e parzialmente a 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle *commodities*.

Rischio di interruzioni di *business*

In tutte le *Business Units* di filiera 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 presso tutte le *Business Units* di filiera strategie di mitigazione preventiva volte a ridurre la probabilità di accadimento e strategie di azione finalizzate ad attenuarne gli eventuali impatti.

La salvaguardia degli impianti e delle infrastrutture del Gruppo prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento, in linea con le *best practices* di settore, di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva, volta ad identificare e prevenire 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 ha portato ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi diagnostiche e di *performance* degli impianti.

È inoltre prevista la progressiva adozione, su 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.

In considerazione dell'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione di energia, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, si evidenzia come siano state pianificate ed intraprese attività e progetti mirati a garantirne flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano loro richiesti, come ad esempio la programmazione di investimenti di flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato, l'ammodernamento di impianti e macchinari ovvero la riprogettazione di quelle parti di impianto che, nel corso del tempo, abbiano evidenziato problematiche strutturali, la ricontrattazione dei contratti di *service* con i costruttori delle macchine turbogas, l'integrazione ed il ricorso costante alle risorse specialistiche disponibili all'interno del Gruppo, un programma di riduzione dei costi strutturali degli impianti termoelettrici.

Inoltre, a presidio dei rischi derivanti dalle attuali modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici legate all'andamento dei mercati dell'energia, è in corso un processo di revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione nonché specifiche azioni di razionalizzazione nella gestione dei magazzini ricambi. Sempre nell'ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica da segnalare che il Gruppo pone particolare attenzione, attraverso un dialogo stabile e collaborativo svolto per il tramite della struttura organizzativa Rapporti Istituzionali e Territoriali, con istituzioni, autorità e comunità locali, alle tematiche di rischio riguardanti i siti produttivi che utilizzano combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, S. Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta e positiva percezione degli impianti nonché a perseguire la possibilità di una futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione secondo tecnologie innovative e all'avanguardia, garantendo in tale modo livelli occupazionali adeguati e scongiurando il sostenimento di potenziali costi per il *decommissioning* dei siti.

Con riferimento alla *Business Unit* 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, trattamento 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, nonché impianti, sistemi e modalità operative specifiche di caricamento ed uscita dei materiali depositati presso i siti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti volti al contenimento del rischio di sviluppo di incendi. La stessa *Business Unit* sta inoltre attuando operazioni di ottimizzazione della gestione di alcuni siti a supporto dell'efficientamento dei processi di smaltimento. Inoltre si evidenzia come siano stati piani-

ficati e in parte conclusi interventi di carattere strutturale su tutti gli impianti del Gruppo, ed in particolare sui grandi impianti di termovalorizzazione, finalizzati a garantirne una maggior affidabilità e prospettiva di esercibilità nel tempo, quali ad esempio la realizzazione di linee elettriche di *backup*, la sostituzione di componenti termomeccaniche giunte al termine della loro vita tecnica, rinnovamenti di strutture mirati a contenere fenomeni di ammaloramento, realizzazione di nuovi impianti per il trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani per il successivo conferimento agli impianti di termovalorizzazione, manutenzioni straordinarie finalizzate anche all'incremento delle potenzialità termiche dei medesimi impianti. 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. Si segnala, infine, la tematica emergente collegata ai potenziali impatti sulla redditività dell'impianto di Acerra in esito a possibili criticità che dovessero emergere, nelle more della convenzione tra Regione Campania e la Società A2A Ambiente S.p.A., nella definizione dei meccanismi a garanzia dei ricavi dell'impianto a valle della conclusione del regime tariffario CIP/6.

Con riferimento alla tematica dell'interruzione dei servizi di raccolta dei rifiuti e pulizia urbana nei territori dei comuni serviti dalle Società del Gruppo, sono in essere specifiche procedure gestionali e di programmazione delle relative attività, disponibilità di mezzi tenuti a riserva per fronteggiare situazioni di emergenza, controllo e monitoraggio degli automezzi in servizio presso i territori serviti (anche con modalità *online* attraverso sala controllo dotata di strumentazione tecnica all'avanguardia), magazzini ricambi gestiti e strutturati onde fronteggiare i guasti statisticamente più ricorrenti.

Nell'ambito delle reti di trasporto e distribuzione dell'energia e del gas, si evidenzia come siano stati programmati ed avviati interventi mirati ad incrementare l'affidabilità dei servizi nonché a garantire la costante adeguatezza delle infrastrutture con l'evoluzione ed espansione dei contesti urbani e territoriali serviti dalle diverse società del Gruppo, quali ad esempio l'implementazione ed ampliamento dei sistemi di automazione e telecontrollo di stazioni e cabine, la realizzazione di nuove cabine per l'elettricità ed il gas. Nell'ambito dell'attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da particolari condizioni climatiche con potenziali rischi di natura reputazionale conseguenti a possibili interruzioni di erogazione del servizio. Per fare fronte a queste situazioni, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha pianificato ed avviato il potenziamento degli interventi di razionalizzazione della magliatura delle reti elettriche e piani straordinari di bonifica dei componenti ritenuti critici ai fini della continuità dell'esercizio. Sono inoltre presenti ed attualmente oggetto di unificazione ed ottimizzazione, nell'ottica delle recenti evoluzioni organizzative, presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle

infrastrutture che, in occasione di fenomeni eccezionali e difficilmente prevedibili in termini di localizzazione degli stessi e di valutazione dei loro effetti, risultano maggiormente esposti a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

Ulteriori potenziali rischi per il Gruppo sono riferibili a possibili incidenti nell'ambito della gestione degli impianti semaforici e di pubblica illuminazione che coinvolgessero personale della azienda ovvero persone terze. A mitigazione di tale tematica di rischio sono state pianificate attività di sostituzione dei circuiti elettrici più vetusti, campagne di verifica e, ove necessario, sostituzione dei sostegni di maggiore età, ed è stata completata l'attività di implementazione di nuovi sistemi di telecontrollo dei punti di illuminazione.

Il Gruppo è inoltre 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 la *Business Unit* Reti è impegnata nello sviluppo delle nuove soluzioni per le cosiddette reti “*smart*”, dove, attraverso l'introduzione di tecnologia digitale, si realizzano nuove funzionalità necessarie per gestire la crescente complessità derivante dalla diffusione delle fonti di generazione distribuita collegate alle reti in bassa tensione e per meglio rispondere alle richieste del Regolatore e alle attese dei clienti.

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 allo studio interventi di potenziamento di quegli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento che risultano maggiormente sfruttati, nonché interventi di costruzione di nuove vie di trasporto del calore finalizzate al miglioramento dell'assetto strutturale della rete. Tali operazioni vengono integrate, in ambito di manutenzione della rete, da una costante analisi ingegneristica a supporto degli interventi di riparazione. Sono inoltre in corso di esecuzione interventi da realizzarsi nell'arco del prossimo triennio, 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 del Gruppo. Sono, infine, in corso di valutazione progetti per lo sfruttamento del calore presente nelle acque della rete di approvvigionamento idrico e in quelle trattate presso gli impianti di depurazione.

Una tematica di rischio sempre rilevante è quella relativa agli accessi non autorizzati di personale esterno agli impianti e infrastrutture del Gruppo, che potrebbero ostacolare il corretto svolgimento delle attività di esercizio, con potenziali ripercussioni sulla sicurezza del personale operativo, dei terzi non autorizzati, dei siti e dell'ambiente circostante, nonché impatti di natura economica a fronte della necessità di dover interrompere le attività produttive. A mitigazione di tali possibili evenienze, sono in essere attività di sviluppo di linee guida di ge-

stione della tematica all'interno del Gruppo, onde disciplinare in maniera unitaria le modalità operative di accesso agli impianti e servizi di vigilanza, anche in coordinamento con le forze dell'ordine, per il controllo dei siti maggiormente soggetti ad intrusioni ovvero che possono costituire potenziali obiettivi di atti di sabotaggio. Inoltre, sono in fase di valutazione ed in parte già realizzati ulteriori interventi quali studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, l'*improvement* delle recinzioni passive esistenti, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l'installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all'infrarosso. Le iniziative sopraelencate sono coordinate dalla struttura organizzativa *Group Security* che è preposta alla gestione di tutti gli aspetti di *security* con l'obiettivo di garantire la protezione delle risorse umane e materiali, degli *assets* industriali e delle informazioni gestite dal Gruppo A2A.

Infine, per coprire i rischi residuali 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 state oggetto di revisione in coerenza con le modalità di funzionamento degli impianti e con le condizioni dei mercati dell'energia.

Rischio variazioni climatiche

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento) erogati dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio la scarsità di precipitazioni ovvero temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa. Con riferimento alla *Business Unit* Generazione e *Trading*, scarse precipitazioni comporterebbero una minor disponibilità di risorse idriche rispetto a valori attesi che discendono da valutazioni di natura statistica; onde garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, si evidenzia un presidio organizzativo costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione degli impianti idroelettrici sia di medio che di breve termine; si segnala, altresì, che gli impianti idroelettrici del Gruppo hanno differenti caratteristiche in termini di sfruttamento della risorsa idrica e che sono distribuiti sul territorio italiano. Per quanto riguarda le *Business Unit* Reti e Commerciale, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento. Il presidio è costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate alla formulazione di previsioni della domanda in relazione alle temperature attese, nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e 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 credito

Il Rischio di Credito è connesso all'eventualità che una controparte, commerciale o di *trading*, sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure ed opportune azioni di mitigazione.

Il presidio di tale rischio viene effettuato sia dalla funzione di *Credit Management* allocata centralmente (e dalle corrispondenti funzioni delle società operative) che dall'Unità Organizzativa *Group Risk Management* che si occupa di supportare le società del Gruppo sia con riferimento alle attività commerciali che di *trading*.

Nello specifico, per quanto concerne le attività di *trading* ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Energy Risk Policy*, *Risk Management*, *Deal Life Cycle*), *Group Risk Management* sulla base di sistemi proprietari valuta il *Rating* delle Controparti, definisce la Probabilità di *Default* e attribuisce la Massima Esposizione a Rischio, verificando sistematicamente il rispetto dei limiti di Rischio di Controparte e di Rischio di Credito.

Un ulteriore parametro oggetto di monitoraggio, che contribuisce a limitare il rischio di concentrazione sulla singola controparte, è rappresentato dal *Credit VaR*, ovvero la valutazione della rischiosità in termini di perdita potenziale, con un determinato livello di confidenza, associata all'intero portafoglio di crediti.

Relativamente alle controparti commerciali, ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Credit Risk Policy*), la mitigazione del Rischio avviene tramite la valutazione preventiva, l'ottenimento di garanzie e collaterali, la gestione delle compensazioni, l'ottimizzazione dei processi

di sollecito e recupero del credito, nonché l'utilizzo di strumenti di monitoraggio e *reporting*. *Group Risk Management* interviene nella gestione del credito commerciale sia direttamente che indirettamente, attraverso un apposito modello proprietario, nella definizione del merito creditizio e del limite di fido dei clienti *business*, per i quali è richiesta deroga al rilascio di garanzia.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 30 settembre 2016 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 850 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 230 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 728 milioni di euro.

La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche mantenendo in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire alla Società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Alla data odierna tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.650 milioni di euro ancora disponibile.

Rischio rispetto *covenants* su debito

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo.

I prestiti obbligazionari, i finanziamenti e linee bancarie *revolving committed* presentano *Terms and Conditions* in linea con il mercato per ciascuna tipologia di strumenti. In particolare prevedono: (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 inadempimenti; (iii) clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza dichiarata di alcune società del Gruppo.

I prestiti obbligazionari includono (i) 2.406 milioni di euro emessi nell'ambito del Programma EMTN, che prevedono a favore degli investitori una *Change of Control Put* nel caso di mu-

tamento 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 è esercitabile); (ii) 98 milioni di euro relativi al prestito obbligazionario privato in yen con scadenza 2036 con una clausola di *Put right* a favore dell'investitore nel caso in cui il *rating* risulti inferiore a BBB- o equivalente livello (*sub-investment grade*); (iii) 307 milioni di euro relativi all'Eurobond di LGH con scadenza 2018 con una clausola di *Change of Control Put* nel caso di mutamento di controllo della società. A seguito dell'acquisizione da parte di A2A S.p.A., tale opzione è stata esercitata da alcuni obbligazionisti, per un importo complessivo di 500 mila euro, rimborsati il 12 ottobre 2016.

I finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti, di 603 milioni di euro, escluso EPCG, prevedono una clausola di *Credit Rating* (se *rating* inferiore a BBB- o equivalente livello a *sub-investment grade*), di cui 460 milioni di euro includono anche una clausola di mutamento di controllo della capogruppo, con il diritto per la banca di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento.

Infine il finanziamento sottoscritto dalla capogruppo con Unicredit, intermediato BEI, di 12 milioni di euro e scadenza giugno 2018, ha 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* finanziari relativi al rapporto tra indebitamento ed *equity*, tra indebitamento e MOL, tra MOL ed oneri finanziari.

Con riferimento ai finanziamenti delle società controllate, il finanziamento di A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.) di 43 milioni di euro è assistito da una garanzia reale (ipoteca) per un importo massimo di 120 milioni di euro e prevede due *covenants* finanziari, PFN/Mezzi propri e PFN/MOL.

Il "finanziamento di progetto" in essere tra Lomellina Energia e un pool di banche di 51 milioni di euro è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti della società e prevede, tra i casi di inadempimento, la riduzione del *Loan Life Coverage Ratio* (risultante dal rapporto tra valore attuale netto del previsto *cash flow* di progetto e ammontare del debito residuo) al di sotto del valore di 1,10.

Il finanziamento in essere tra Linea Energia e Unicredit di 24 milioni di euro è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti della società e prevede per l'anno 2016 l'obbligo di far sì che il rapporto tra l'importo in linea capitale del finanziamento erogato e non ancora rimborsato e i mezzi propri (comprensivi dei prestiti soci postergati) sia pari o maggiore a 2,40.

La controllata EPCG ha in essere finanziamenti sottoscritti con EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*) e con IDA (*International Development Association*) per un valore contabile complessivo di 53 milioni di euro che prevedono alcuni *covenants* finanziari.

Le linee bancarie *revolving committed* disponibili prevedono una clausola di *Change of Control* che attribuisce la facoltà alle banche di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un *Material Adverse Effect*, l'estinzione della *facility* ed il rimborso anticipato di quanto eventualmente utilizzato. La linea da 600 milioni di euro è soggetta al *covenant* finanziario PFN/EBITDA.

Al 30 settembre 2016 il valore contabile complessivo dei finanziamenti che contengono *covenants* finanziari è pari a 171 milioni di euro.

Gruppo A2A - Covenants finanziari al 30 settembre 2016

Società	Banca	Livello di riferimento	Livello rilevato	Data di rilevazione
A2A	Pool RCF	Pfn/Ebitda <=4,2	2,6	30/06/2016
A2A gencogas (già Abruzzoenergia)	IntesaSanpaolo	Pfn/Mezzi propri <=2	0,5	31/12/2015
		Pfn/Mol<=6	2,4	31/12/2015
EPCG	EBRD	Debt/Ebitda <= 4	1,5	31/12/2015
		Curr.Assets/Curr. Liab. >= 1,2	4,4	31/12/2015
		Ebitda/Interest >= 4	22,2	31/12/2015
	IDA	self-fin. ratio=>35% collection ratio>94%	169,05% 102%	31/12/2015 31/12/2015
Lomellina Energia	Pool di banche	Loan Life Coverage Ratio >1,10	1,20	30/06/2016
Linea Energia	Unicredit	Debito residuo/Mezzi Propri < 2,4	1,0	30/06/2016

Al 30 settembre non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di potenziali eventi che possano provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Questa tipologia di rischi riguarda tutte le attività del Gruppo, con particolare riferimento allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica.

A presidio di tali potenziali eventi di rischio, il Gruppo ha posto in essere azioni di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di deposito e stoccaggio dei materiali di rifiuto, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di rilievo e monitoraggio in continuo delle emissioni, sistemi di rilievo delle concentrazioni degli inquinanti ed abbattimento degli stessi, impianti di depurazione delle acque destinate agli scarichi degli impianti di trattamento rifiuti. Per quanto attiene alla tematica relativa alla gestione degli invasi, con specifico riferimento alle attività di manutenzione degli stessi ed ai corrispondenti possibili effetti negativi sulle acque e sul territorio locale determinati dalle operazioni di rimozione dei sedimenti, si evidenzia come siano in fase di valutazione svasi parziali dei bacini in relazione alla tipologia degli interventi nonché l'impiego di modalità diverse di asportazione dei sedimenti stessi.

Sono allo studio ulteriori interventi per la realizzazione di impianti per lo stoccaggio e successivo trattamento della frazione umida dei materiali di scarto destinati alla termovalorizzazione.

Con riferimento alla tematica della depurazione delle acque sono in fase di valutazione interventi di miglioramento e potenziamento delle infrastrutture esistenti.

Il Gruppo, fortemente impegnato nella prevenzione di tali rischi, ha adottato un documento di indirizzo sulla “Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza del Gruppo A2A” 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 Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore.

La Struttura Organizzativa 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. Le principali attività della struttura consistono nella definizione di linee guida, nel presidio della normativa di Ambiente e Sicurezza e nella sua diffusione all'interno del Gruppo e nell'effettuazione di *audit* periodici, sia di conformità normativa che di rispetto delle procedure aziendali.

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.

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto anche attraverso le Strutture Organizzative Ambiente, Salute e Sicurezza di società e di sito, che forniscono il necessario supporto a dipendenti, funzionari e *management* nel presidio degli aspetti ambientali significativi, nella presa in carico delle evoluzioni normative e nella gestione del sistema HSE (*Health Safety Environment*).

Il Gruppo è impegnato ai vari livelli nel dialogo costante e trasparente nei rapporti con gli enti, con le comunità di riferimento e con gli *stakeholders*, esplicitata anche mediante strumenti quali le Dichiarazioni ambientali (pubblicate per i siti che aderiscono al regolamento EMAS) e il Bilancio di Sostenibilità.

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali in seguito all'emanazione della legge 68/2015 è stato completato per alcune società del Gruppo ed è in corso presso le altre società del Gruppo. Nell'ottica di continuo miglioramento del presidio e di allineamento alle *best practices* di riferimento il Gruppo partecipa, tramite le associazioni di settore, 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*.

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, la frammentazione delle piattaforme esistenti 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 Struttura Organizzativa Group ICT.

Il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi all'interno del Gruppo, definito sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti negli esercizi precedenti, ha portato al raggiungimento di alcuni importanti obiettivi. In seguito all'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi a supporto della distribuzione già effettuata, è stato completato anche il programma di convergenza dei principali sistemi a supporto delle attività commerciali. Negli ambiti in cui si rilevano ancora situazioni di inadeguatezza e frammentazione di sistemi e piattaforme utilizzate, in conseguenza delle quali sono possibili inefficienze nell'attuazione dei processi di *business* quali ad esempio la fatturazione e la gestione del credito, si evidenzia come siano state avviate le attività volte alla definizione e successiva implementazione di piani di integrazione delle piattaforme utilizzate. Lo sviluppo ed efficientamento del complesso di sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la definizione di un generale piano strategico architetturale dedicato.

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* chiaramente definiti, dispone di una procedura di *Disaster Recovery* che, ancorché non complessivamente testata, in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), garantisce il parziale recupero dei dati e delle informazioni inerenti le attività di *business* sul CED alternativo. Si evidenzia altresì che sono attualmente presenti presidi di reperibilità di fornitori e risorse interne al Gruppo per fare fronte ad attacchi logici, attacchi virali e cadute di sistema. Inoltre sono state avviate ulteriori attività mirate ad incrementare i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT, quali l'implementazione di progetti di miglioramento infrastrutturale del CED di Brescia nonché valutazioni circa la *transportation* dei Data Center attuali. Si segnala inoltre la strutturazione del *Business Continuity Plan*, volto a costituire lo strumento attraverso cui il Gruppo si prepara a far fronte a ulteriori scenari di indisponibilità dei servizi per gli ambiti ritenuti più critici, a valle della cui definizione verranno individuate specifiche attività di attuazione, strategie di definizione di futuri contratti di affidamento del supporto ai servizi ICT tipo "*Multivendor*" e di *reinsourcing* di responsabilità in ambito ICT. In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione viene prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato, sono state completate le attività che garantiscono la continuità dell'operatività per le aree *generation* ed *energy bid*, in caso di disservizio di uno dei CED. Il Gruppo dispone inoltre di uno specifico presidio a supporto delle attività di *trading*.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, attraverso politiche interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni sensibili. Per migliorare ulteriormente il presidio in es-

sere, è in corso l'attività di verifica dell'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi; dalla suddetta attività di verifica, si procederà con l'implementazione dei profili finalizzata al rafforzamento degli aspetti di sicurezza per i sistemi informativi più critici. 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* nonché ulteriori sistemi di controllo degli accessi presso i CED del Gruppo. 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.

Ad ulteriore presidio di tale specifica problematica di rischio, il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessment* interni ed esterni. È infine stato condotto nel 2014, ed aggiornato ed ampliato nel 2015, un *masterplan* pluriennale di iniziative di sicurezza, approvato dall'Alta Direzione, in cui sono definite le azioni da condurre per migliorare progressivamente il livello di maturità della sicurezza sino a renderlo adeguato ai servizi di *business* erogati dal Gruppo. In tale ottica è prevista la predisposizione di specifiche *policy* relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*.

Inoltre è in fase di valutazione un piano di supporto centralizzato, in ambito ICT di Gruppo, dei sistemi per il monitoraggio, controllo infrastrutturale e dei processi industriali (quali ad esempio i sistemi e le reti SCADA) che, in ragione di una sempre più spinta integrazione con i sistemi "IT" (*Information Technology*) risultano potenzialmente esposti a rischi di sicurezza ed integrità.

Si segnala, infine, che sono in fase di valutazione coperture assicurative specifiche per l'ambito ICT volte alla mitigazione dei potenziali danni indiretti in esito all'indisponibilità di sistemi ed applicativi nonché di quelli collegati a violazioni ed intrusioni nei sistemi aziendali.

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. In particolare, in tale ottica, è in avvio l’utilizzo di ulteriori modelli di valutazione del rischio Ambiente, Salute e Sicurezza a livello di singolo impianto.

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 Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza. In tal senso è attualmente in fase di ulteriore sviluppo il modello di controllo degli appalti in materia di 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.

Prosegue il progetto di revisione dell’attuale modello organizzativo basato sulla definizione di linee guida, metodologie, strumenti e controlli forniti dalla Struttura Organizzativa 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.

Dichiarazione del Dirigente preposto

Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di A2A S.p.A., Andrea Eligio Crenna, dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza (D.Lgs. 58/1998) che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 10 novembre 2016

Il Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari
Andrea Eligio Crenna