



Relazione sulla gestione **2016**

Indice

3	Lettera agli Azionisti
7	Organi sociali
0.1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
10	<i>Business Units</i>
11	Aree geografiche di attività
12	Struttura del Gruppo
13	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2016
17	Azionari
18	A2A S.p.A. in Borsa
20	Indicatori Alternativi di Performance (AIP)
0.2 Scenario e mercato	
28	Quadro macroeconomico
32	Andamento del mercato energetico
0.3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	
38	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>
52	<i>Business Unit</i> Commerciale
59	<i>Business Unit</i> Ambiente
73	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
89	<i>Business Unit</i> Estero
0.4 Risultati consolidati e andamento della gestione	
94	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
106	Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
124	Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2016
126	Evoluzione prevedibile della gestione
127	Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2016 e distribuzione del dividendo

0.5 Analisi dei principali settori di attività

130	Sintesi dei risultati per settore di attività
132	Risultati per settore di attività
134	<i>Business Unit Generazione e Trading</i>
138	<i>Business Unit Commerciale</i>
141	<i>Business Unit Ambiente</i>
144	<i>Business Unit Reti e Calore</i>
148	<i>Business Unit Estero</i>
151	Altri Servizi e <i>Corporate</i>

0.6 Rischi e incertezze

156	Rischi e incertezze
-----	---------------------

0.7 Gestione responsabile della sostenibilità

178	Gestione responsabile della sostenibilità
-----	-------------------------------------------

0.8 Altre informazioni

182	Altre informazioni
-----	--------------------

Lettera agli Azionisti

L'anno 2016 registra risultati particolarmente positivi, coronando un biennio che ha visto eccezionali *performance* operative e finanziarie, in grado di superare le ambiziose previsioni del Piano Strategico che, nel 2015, aveva disegnato il percorso di riposizionamento e crescita del Gruppo. Un percorso impegnativo, nato dalla volontà di trasformare A2A in una *multiutility* moderna, capace di soddisfare i bisogni delle comunità servite, *leader* nella *green economy*, nelle reti intelligenti e nell'efficienza energetica, un luogo di lavoro stimolante e meritocratico, un laboratorio di continue innovazioni, un'azienda sensibile alle istanze ambientali e sociali, un interlocutore affidabile per tutti gli *stakeholder*, un'interfaccia credibile per le istituzioni.



È quindi con soddisfazione e gratitudine verso tutte le persone impegnate nel concretizzare questo disegno che presentiamo i risultati operativi e finanziari raggiunti nel 2016, ancor più importanti in quanto conseguiti in condizioni di contesto in parte sfavorevoli ed a fronte di una competizione sempre più accentuata in tutte le aree di *business* e nei mercati di riferimento. Nel 2016 la crescita economica a livello mondiale (+3,1%) si è andata gradualmente rafforzando a partire dall'estate, ma non si è tradotta in una solida ripresa. Se l'economia degli Stati Uniti è cresciuta più del previsto, sembra ormai irreversibile il *trend* di riduzione della crescita del PIL in Cina, che ha registrato nel 2016 il valore più basso degli ultimi 25 anni (+6,7%). All'interno dell'area Euro, è la Germania a trainare la crescita (+1,9%), mentre l'aumento del PIL del nostro paese nel 2016 si è attestato sullo 0,9%, grazie al recupero dei consumi interni. Per la prima volta dal 1959, l'indice dei prezzi al consumo in Italia ha avuto una flessione (-0,1%). I prezzi sulla Borsa Elettrica italiana sono stati i più bassi registrati da quando è stata creata nel 2004, con una riduzione del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base load* del 18,3% rispetto al 2015.

In questo scenario, A2A ha riportato risultati economici in crescita rispetto al precedente esercizio. Il risultato va considerato ancora più positivamente, se si considerano le rilevanti svalutazioni di attivo sostenute nel 2016 (312 milioni di euro), in particolare relative alla Centrale di Monfalcone (202 milioni di euro), ad alcuni impianti CCGT e avviamenti, a fronte di una sola rivalutazione, relativa alla Centrale di San Filippo del Mela.

I ricavi (5.093 milioni di euro) sono cresciuti di 172 milioni di euro (+3,5%) rispetto al precedente esercizio, al netto del contributo di LGH (pari a circa 194 milioni di euro) sono in linea con lo scorso anno.

Il Margine Operativo Lordo (1.231 milioni di euro) è cresciuto di 183 milioni rispetto al 2015 (+17,5%), grazie agli incrementi registrati da tutte le *Business Units*. Generazione e *Trading* ha conseguito un Margine Operativo Lordo, pari a 404 milioni di euro, in crescita di 56 milioni di euro rispetto al 2015 (+16,1%), grazie all'apporto del consolidamento di LGH e a proventi non ricorrenti, ma anche per effetto dell'inversione di tendenza registrata sul mercato elettrico nazionale nell'ultimo trimestre 2016, con il calo delle importazioni dagli impianti nucleari francesi fermi per manutenzione e la correlata crescita della domanda interna e dei prezzi. Ne ha beneficiato, in particolare, la marginalità dei CCGT, dopo anni di redditività negativa.

In crescita rispetto al 2015 (+41,2%) anche i margini della *Business Unit Commerciale* (144 milioni di euro), in parte grazie all'incremento delle componenti regolate dei costi di commercializzazione dell'elettricità, in parte grazie allo sviluppo commerciale sul mercato libero (+100.000 clienti) in linea col piano strategico.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 240 milioni di euro, in crescita del 14,3% rispetto al 2015. Al netto del contributo di LGH e delle poste non ricorrenti, la crescita è dovuta all'espansione nei servizi di raccolta, alla buona *performance* del segmento della termovalorizzazione ed all'avvio dei conferimenti alla discarica di Giussago.

La crescita (+12,5%) del Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti e Calore* (397 milioni di euro) è dovuta principalmente a partite non ricorrenti positive, al netto delle quali il margine avrebbe subito una flessione di circa 5 milioni di euro rispetto al 2015, in relazione alla riduzione di componenti regolate nella distribuzione di elettricità e gas e al ribasso dei prezzi di vendita del calore.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Esterno*, interamente attribuibile alla controllata EPCG, ha raggiunto i 69 milioni di euro, in crescita di 16 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, grazie ad efficienze operative e alla crescita delle esportazioni.

Il Gruppo ha conseguito nel 2016 un Risultato Operativo Netto di 456 milioni di euro, in aumento di 241 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Il Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato pari a 224 milioni di euro, in crescita rispetto ai 73 milioni di euro del 2015.

La Posizione Finanziaria Netta si attesta su 3.136 milioni di euro, in aumento di circa 239 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La generazione di cassa positiva, per 230 milioni di eu-

ro, ha parzialmente compensato gli effetti dell’acquisizione e del primo consolidamento di LGH (469 milioni di euro). Il rapporto PFN/Ebitda, al 31 dicembre 2016, migliora da 2,76x a 2,55x.

Gli investimenti, pari a 386 milioni di euro sono aumentati (+12%) rispetto al 2015, soprattutto nelle *Business Units* Ambiente e Reti e Calore. Sono stati distribuiti dividendi per 126 milioni di euro, con un incremento dell’11% rispetto al precedente esercizio.

Nell’ottica della semplificazione della struttura societaria, A2A S.p.A. ha costituito Unareti S.p.A., una società unica per la distribuzione di elettricità e gas, operativa dal 1° aprile 2016, che ha più di 1.500 dipendenti e un fatturato di 600 milioni di euro. Il nuovo assetto produrrà effetti positivi sui costi operativi e sulla capacità di investimento, insieme ad una maggior facilità di sviluppo del *business*, sia in termini di gare del gas che di possibili acquisizioni.

Nell’agosto 2016, sulla base del contratto di *partnership* industriale sottoscritto a marzo da A2A con AEM Cremona, ASM Pavia, ASTEM Lodi, Cogeme e SCS Crema, soci di Linea Group Holding, si è avviata la concreta attuazione del modello di “*Multiutility* dei Territori”, che punta a far nascere un operatore integrato sul territorio lombardo. LGH è la seconda *multiutility* lombarda, dopo A2A, con 550 milioni di euro di ricavi nel 2015 ed è attiva soprattutto nei servizi ambientali, nella distribuzione e vendita di gas ed elettricità.

E’ proseguito il piano di sviluppo della *Business Unit* Ambiente con alcune significative operazioni, che ampliano e diversificano il perimetro operativo, attraverso l’acquisizione di: LA BI.CO. DUE S.r.l. (64%), attiva nei servizi di igiene urbana in provincia di Brescia; RI.ECO-RESMAL (100%), operativa nella raccolta, selezione e recupero di rifiuti speciali non pericolosi, con 5 impianti produttivi nell’*hinterland* milanese; il ramo di azienda della società Sanitaria Group S.r.l., dedicato ad un impianto di compostaggio localizzato a Bedizzole (BS).

Sempre nell’ottica dello sviluppo e dell’arricchimento di competenze tecnologiche, a ottobre, A2A Calore & Servizi S.r.l., EsCO (Energy Service Company) certificata del Gruppo, ha acquisito il 75% del pacchetto azionario di Consul System S.p.A., la principale EsCO indipendente italiana. L’operazione permetterà di creare sinergie operative e offrire nuovi prodotti e servizi ai clienti di entrambe le società.

Rispetto alla *Business Unit* Estero, va ricordato che, nel 2016, A2A e il Governo Montenegrino hanno siglato i nuovi Patti Parasociali, che prevedono il mantenimento degli attuali diritti di gestione di A2A in EPCG e la possibilità per A2A S.p.A. di esercitare entro il 30 settembre 2017 una opzione di vendita dell’intera quota azionaria allo Stato Montenegrino per 250 milioni di euro.

Proseguendo il percorso avviato nel 2015, il Consiglio di Amministrazione di A2A ha approvato, in aprile, il Piano Strategico 2017-2021, confermando o migliorando tutti gli obiettivi industriali già definiti in precedenza, definendo la nuova priorità strategica, non più nella ristrutturazione del comparto termoelettrico (già realizzata nel biennio 2015-2016), bensì nel “rilancio” delle aree ambiente, reti e servizi energetici, attraverso una ulteriore accelerazione degli investimenti.

La realizzazione del nuovo Piano contribuirà a ridefinire significativamente il portafoglio di asset industriali, consentendo ad A2A di cogliere in modo ancora più efficace le crescenti opportunità del mercato e di proporre su scala industriale alcuni dei progetti, già avviati in fase sperimentale, nei campi dell'innovazione, della digitalizzazione e dell'efficienza energetica.

Nel quinquennio 2017-2021 sono previsti investimenti complessivi pari a circa 2,75 miliardi di euro, con un incremento di 500 milioni di euro rispetto al precedente Piano quinquennale. Quasi l'80% degli investimenti riguarderà reti e ambiente. Nel 2021 si punta a raggiungere un Margine Operativo Lordo di 1,38 miliardi di euro e un utile netto di 0,47 miliardi di euro, riducendo la Posizione Finanziaria Netta di 0,6 miliardi di euro.

Sono stati inoltre confermati gli obiettivi del Piano di Sostenibilità 2016-2020 approvato lo scorso anno, a valle della definizione della Politica di Sostenibilità, che vede A2A impegnata nel raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'ONU al 2030 per migliorare la qualità della vita delle persone con un ruolo di primo piano nella creazione di un'economia circolare, *low carbon* e basata su reti e servizi *smart*. Tra gli obiettivi delle 4 aree di intervento ricordiamo:

- nell'economia circolare il raggiungimento del 99% di rifiuti urbani raccolti avviati a recupero di materia o energia, il 67% di media di raccolta differenziata nei comuni serviti e l'80% dell'incidenza della capacità di recupero di materia negli impianti del Gruppo sui rifiuti urbani raccolti;
- nel percorso verso la decarbonizzazione la riduzione del 10% dell'intensità carbonica della generazione elettrica (CO₂/KWh) rispetto ai livelli medi del periodo 2008–2012; l'evitare 234.000 tonnellate all'anno di emissioni di CO₂ grazie al teleriscaldamento e l'incremento del 100% della vendita di energia verde (rinnovabile) al segmento *mass market* (rispetto al 2015);
- nell'area delle reti e dei servizi *smart* l'investimento di 10 milioni di euro in servizi per la *smart city*; il mantenimento della *performance* nelle indagini di "Customer Satisfaction multi-client di riferimento" sempre superiore al 90% ed il raggiungere 400.000 clienti con strumenti *on line*;
- per la *people innovation* la realizzazione di 15 *workshop* di ascolto territoriale; lo svolgimento di 4.000 visite ispettive nei cantieri stradali ed il coinvolgimento del 20% dei dipendenti nel progetto *smartWorking*.

In conclusione, il 2016 ha restituito agli azionisti un'azienda ancor più solida, innovativa e sostenibile.

Avevamo approvato il nuovo piano industriale nel 2015 con un'ambiziosa sintesi dei nostri obiettivi: A2A, presente nel futuro.

Possiamo oggi dire, con soddisfazione, di essere riusciti a portare un po' di futuro nel presente della vostra azienda.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Giovanni Valotti



L'Amministratore Delegato

Luca Valerio Camerano



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

7

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE

Giacinto Gaetano Sarubbi

SINDACI EFFETTIVI

Cristina Casadio
Norberto Rosini

SINDACI SUPPLENTI

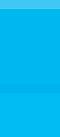
Onofrio Contu
Paolo Prandi

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.



DAN
GIRL
ZAAZ



0.1



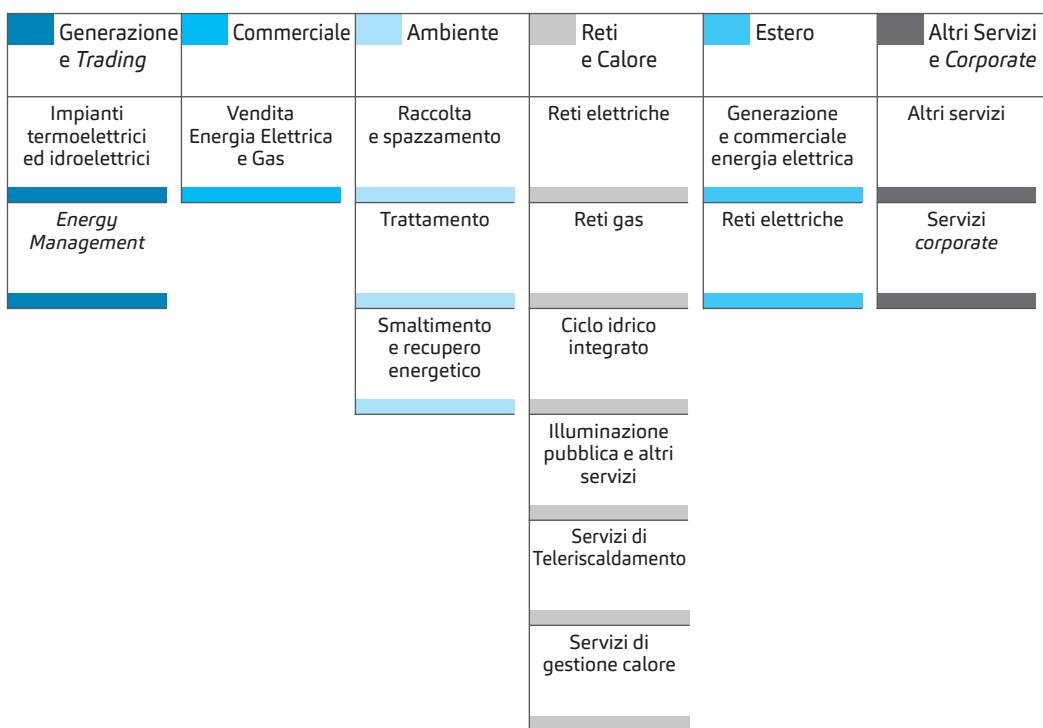
Dati di sintesi del Gruppo A2A

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.

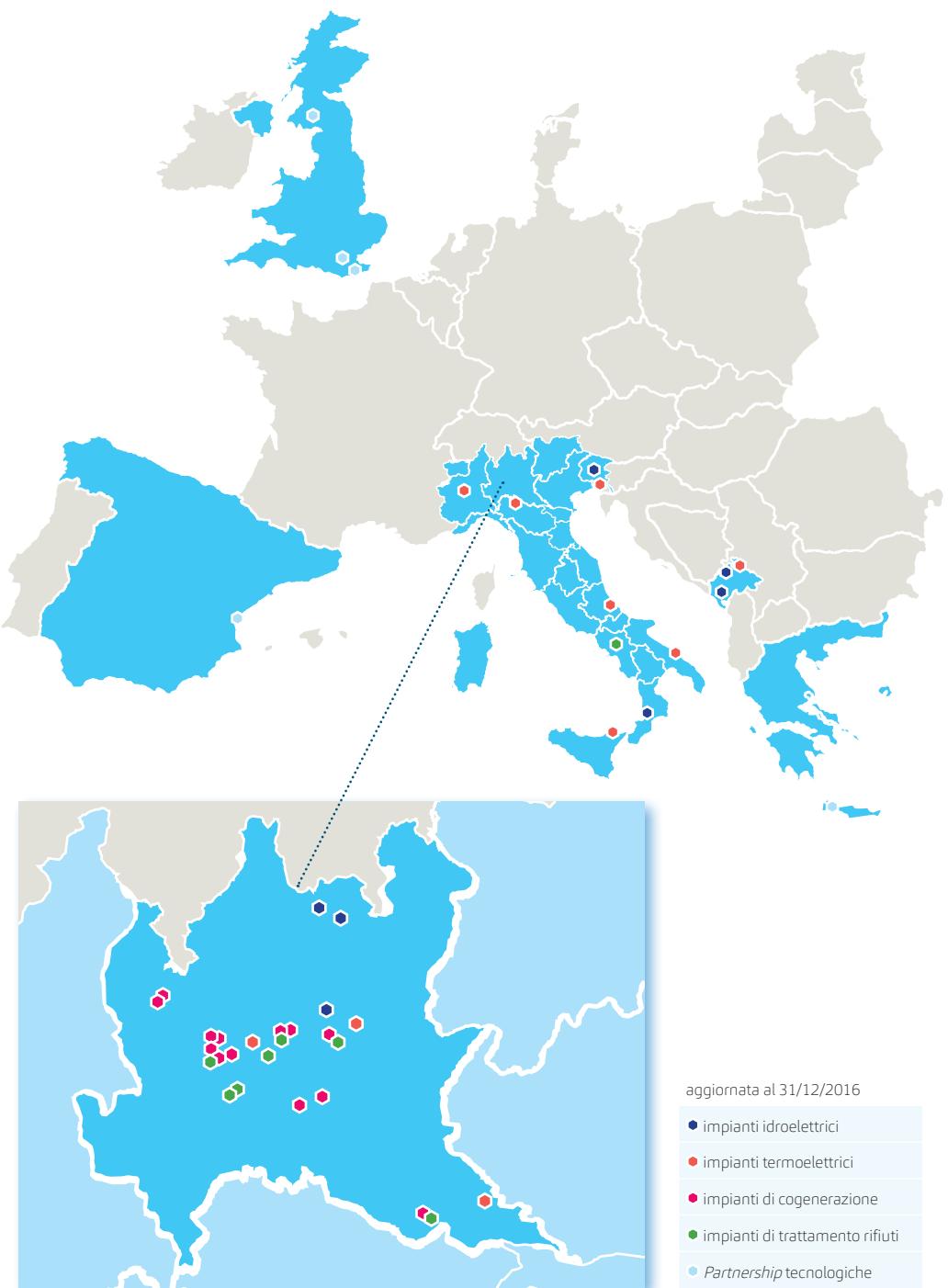
Tali settori sono a loro volta riconducibili alle *“Business Units”* precise nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal *management*:

Business Units del Gruppo A2A

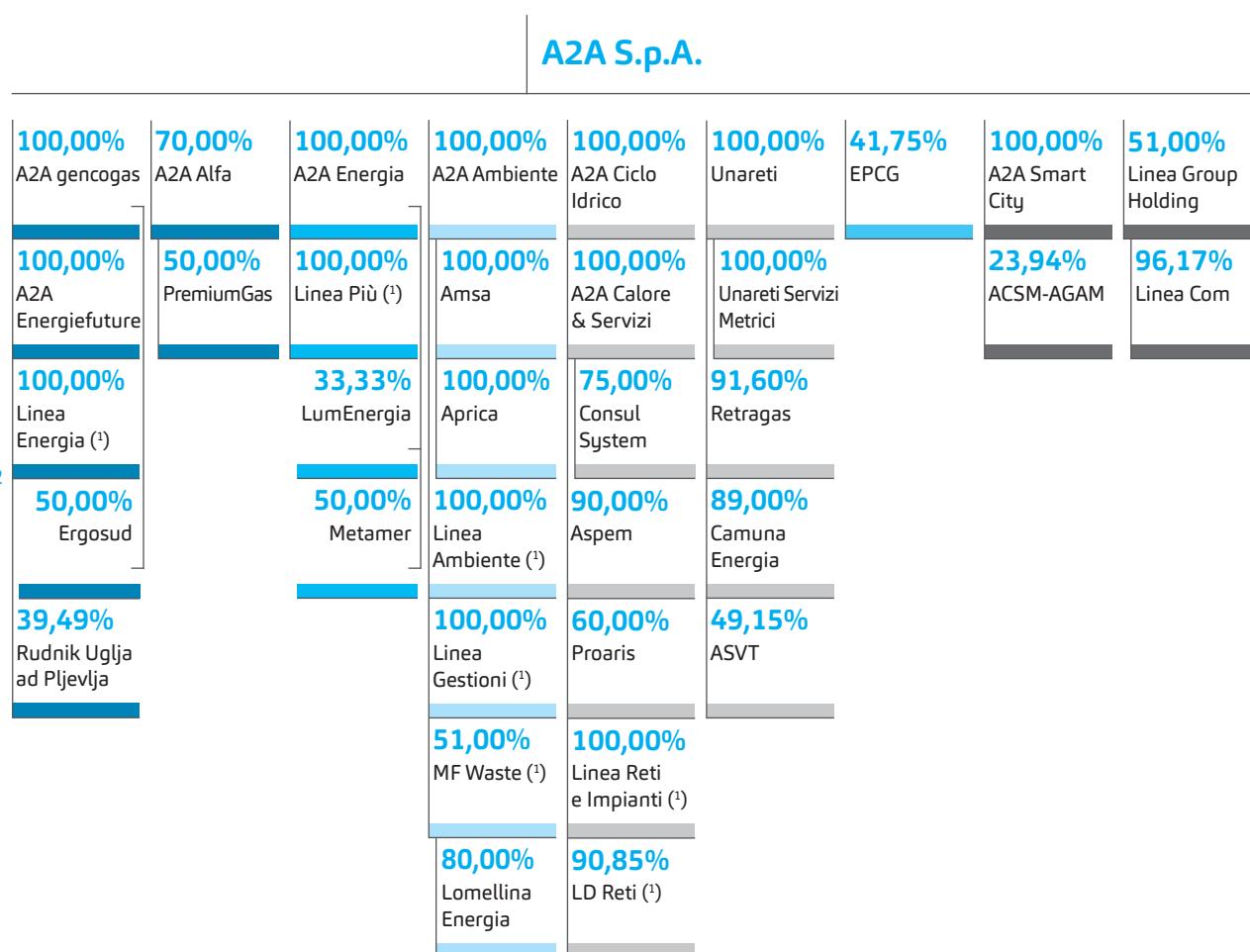


La suddivisione in *Business Units* riflette la struttura della reportistica che periodicamente viene analizzata dal *management* e dal Consiglio di Amministrazione al fine di gestire e pianificare il *business* del Gruppo.

Aree geografiche di attività



Struttura del Gruppo



Business Units

■ Generazione e Trading

■ Commerciale

■ Ambiente

■ Reti e Calore

■ Estero

■ Altre Società

(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A.
Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A.
Si rinvia agli allegati 3, 4 e 5 del fascicolo del Bilancio consolidato per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2016 (**)

Ricavi _____	5.093	milioni di euro
Margine operativo lordo _____	1.231	milioni di euro
Risultato d'esercizio _____	224	milioni di euro
Dividendo _____	0,0492	euro per azione

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015
Ricavi	5.093	4.921
Costi operativi	(3.221)	(3.244)
Costi per il personale	(641)	(629)
Margine operativo lordo	1.231	1.048
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(775)	(833)
Risultato operativo netto	456	215
Risultato da transazioni non ricorrenti	56	(1)
Gestione finanziaria	(158)	(138)
Risultato al lordo delle imposte	354	76
Oneri per imposte sui redditi	(117)	(133)
Risultato netto da attività operative cessate	2	-
Risultato di pertinenza di terzi	(15)	130
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	224	73
Margine operativo lordo/Ricavi	24,2%	21,3%

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

Dati patrimoniali*Milioni di euro*

	31 12 2016	31 12 2015
Capitale investito netto	6.407	6.156
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.271	3.259
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.136)	(2.897)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,96	0,89
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA	2,55	2,76

Dati finanziari*Milioni di euro*

	01 01 2016	01 01 2015
	31 12 2016	31 12 2015
Flussi finanziari netti da attività operativa	802	896
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(502)	(336)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	300	560

Indicatori significativi

	31 12 2016	31 12 2015
Media Euribor a sei mesi	(0,165%)	0,053%
Prezzo medio del Brent (USD/bbl)	45,1	53,7
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	42,7	52,3
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	48,2	58,7
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	54,2	51,2
Prezzo medio del gas al PSV (*) (Euro/MWh)	15,6	22,0
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	5,4	7,7

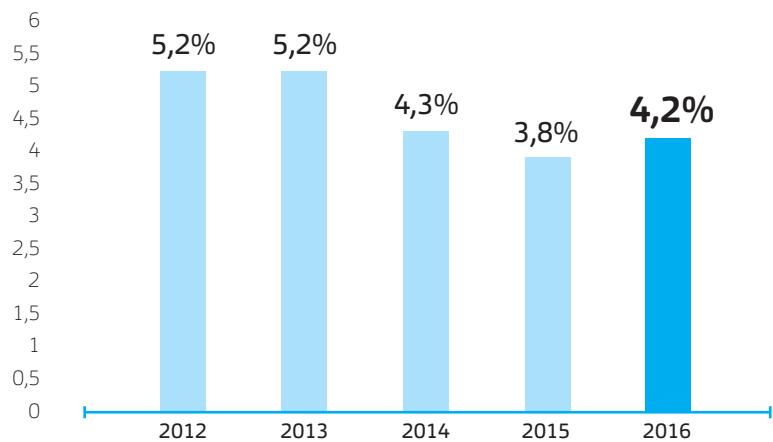
(*) Prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano

(**) EU Emissions Trading System

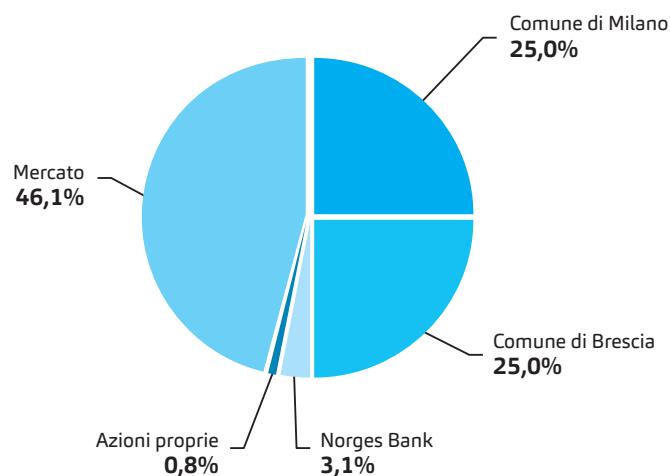
Principali indicatori operativi del Gruppo

	31 12 2016	31 12 2015
Produzione termoelettrica (GWh)	8.826	8.429
Produzione idroelettrica (GWh)	4.279	4.471
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	9.300	8.463
EE venduta in Borsa (GWh)	12.048	12.272
EE venduta a clienti retail (GWh)	8.284	7.548
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.033	954
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	1.372	1.121
PDR Gas (#/1000)	1.309	1.099
Rifiuti raccolti (Kton)	1.453	1.270
Abitanti della raccolta serviti (#/1000)	3.379	2.800
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.800	2.558
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.714	1.593
EE distribuita (GWh)	11.204	11.178
Gas distribuito (Mmc)	2.096	1.832
Acqua distribuita (Mmc)	62	63
RAB Energia Elettrica (M€)	608	586
RAB Gas (M€)	1.137	970
Vendita calore (GWht)	2.412	2.297
Produzione cogenerazione (GWh)	231	235
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	1.216	1.412
Produzione idroelettrica (GWh)- EPCG	1.757	1.434
EE venduta da EPCG (mercato interno) (GWh)	2.321	2.802

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



Azionariato (*)



17

(*) Fonte CONSOB per le Quote superiori al 3% (aggiornamento al 31 dicembre 2016).

Dati societari di A2A S.p.A.

	31 12 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

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

Capitalizzazione al 31 dicembre 2016 (milioni di euro)	3.853
Capitalizzazione media del 2016 (milioni di euro)	3.685
Volumi medi del 2016 (azioni)	11.140.269
Prezzo medio del 2016 (euro per azione)	1,176
Prezzo massimo del 2016 (euro per azione)	1,287
Prezzo minimo del 2016 (euro per azione)	0,956
Numero di azioni	3.132.905.277

Fonte: Bloomberg

18

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 S.p.A. 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

Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
Euronext Vigeo Europe 120
Solactive Climate Change Index
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg

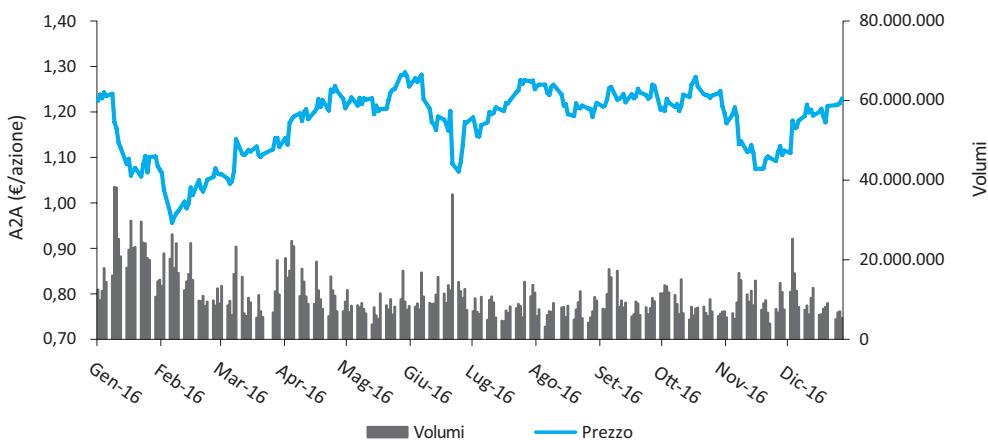
A2A è inoltre inclusa nell'*Ethibel Excellence Investment Register* e nell'*Ethibel Pioneer Investment Register*.

Rating

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

Fonti: agenzie di rating.

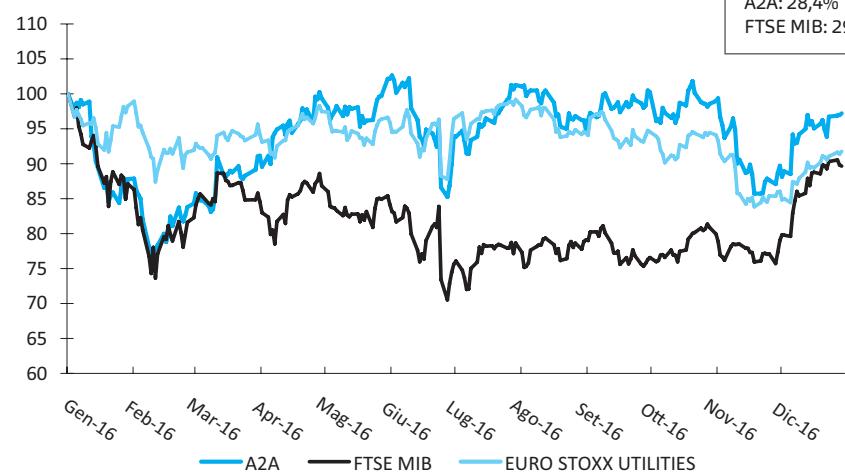
A2A nel 2016



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2015 = 100)

Volatilità storica 2016
A2A: 28,4%
FTSE MIB: 29,3%



Fonte: Bloomberg

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

Nella presente Relazione sulla 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.

20

Nel fascicolo della Relazione sulla gestione tali indicatori sono esposti nella sezione “Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A”. Per il Conto economico e per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2016.

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 operativo 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 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 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 ad evidenziare 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 della Relazione sulla gestione 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.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo 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 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 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.

22

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.

23

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

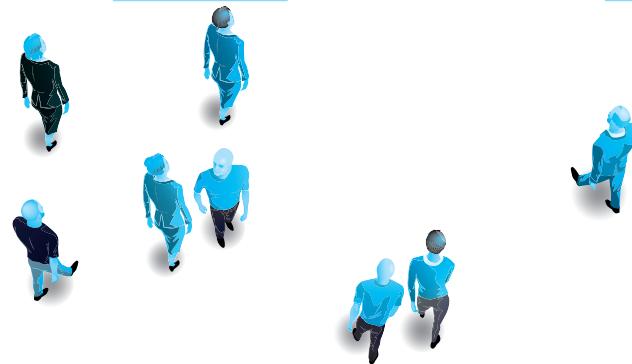
Gli **Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** sono desumibili dalle informazioni riportate nelle Note illustrate della Situazione patrimoniale-finanziaria.

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 al Gruppo 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.

**SOCIAL
RATE**





Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo anno 2016

La crescita economica globale si è andata gradualmente rafforzando a partire dall'estate, ma non si è tradotta, come atteso, in una solida ripresa. Secondo le valutazioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI) nell'anno 2016 il prodotto mondiale è aumentato del 3,1%. Rispetto ad ottobre le stime sono state riviste leggermente al rialzo per quasi tutte le maggiori economie avanzate e marginalmente al ribasso per la media dei paesi emergenti, per i quali è comunque prevista un'accelerazione nel prossimo biennio.

28

Nel terzo trimestre del 2016 il Prodotto Interno Lordo (PIL) negli Stati Uniti ha accelerato oltre il previsto (3,5% su base annua) grazie soprattutto all'espansione dei consumi privati, al contributo delle esportazioni nette ed alla variazione delle scorte. In Giappone il PIL ha rallentato all'1,3% nel terzo trimestre 2016 (dall'1,8%), risentendo della persistente debolezza di consumi ed investimenti (fonte: Banca d'Italia).

La Cina è cresciuta del 6,7% nel 2016 contro il 6,9% dell'anno precedente ovvero il risultato più basso degli ultimi venticinque anni. Nonostante rappresenti la seconda economia del mondo, il declino nella crescita del suo prodotto interno lordo sembra inarrestabile e tale *trend* potrebbe avere ripercussioni a livello globale. La Cina infatti rappresenta il primo consumatore mondiale di energia ed il primo paese per valore di merci scambiate del pianeta.

In India il PIL nel terzo trimestre 2016 ha continuato ad espandersi a ritmi elevati (+7,3% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente) a fronte di una dinamica assai moderata della produzione industriale. In Brasile la recessione rimane severa (-2,9% nel terzo trimestre) ed il quadro congiunturale resta assai incerto anche per la situazione politica ancora confusa. In Russia, a seguito della ripresa dei corsi petroliferi, si è attenuata la flessione del PIL (-0,4 %), consolidando la prospettiva di un ritorno alla crescita.

Secondo la stima preliminare del FMI il PIL dell'Area Euro dovrebbe attestarsi all'1,7% nel 2016 grazie al recupero dei consumi privati e pubblici. All'interno dell'Area Euro è la Germania a trainare la ripresa segnando una crescita dell'1,9%, il ritmo più alto dal 2011. L'ottimo andamento

è principalmente imputabile alla domanda interna, trainata dai consumi delle famiglie (+2%) e soprattutto del settore pubblico (+4,2%).

Relativamente all'Italia, il Fondo Monetario Internazionale e la Banca d'Italia indicano che in media il PIL dovrebbe attestarsi allo 0,9% nel 2016 per effetto del recupero della domanda interna.

L'inflazione al consumo ha registrato un incremento nelle economie avanzate grazie all'attenuarsi del calo dei prezzi dei beni energetici. Nel mese di dicembre l'inflazione negli Stati Uniti è aumentata al 2,1%, è scesa marginalmente in Cina (al 2,1%), dopo aver registrato tre rialzi consecutivi; è diminuita ancora in India (al 3,4%), in Brasile (al 6,3%) e in Russia (al 5,4%). In Giappone l'inflazione è cresciuta leggermente in novembre, pur rimanendo su valori bassi (+0,5%).

Gli ultimi dati pubblicati dall'Eurostat hanno evidenziato una ripresa dell'inflazione nell'Eurozona a dicembre: +1,1% contro il +0,6% di novembre, e una media d'anno pari a +0,2%. La ripresa dell'inflazione non è stata tuttavia omogenea tra i vari paesi dell'Area Euro: gli incrementi più significativi sono arrivati da Germania, Spagna e Francia. L'inflazione tedesca è salita dell'1,7% su base annua; quella spagnola dell'1,5% e quella francese dello 0,8%.

29

L'inflazione italiana, per contro, ha registrato nel 2016 una variazione negativa per la prima volta dal 1959. Secondo i dati dell'Istat l'indice dei prezzi al consumo è sceso dello 0,1% rispetto al +0,1% del 2015. Si segnala che a dicembre l'indice ha registrato un aumento dello 0,4% su base congiunturale e dello 0,5% sullo stesso periodo dell'anno precedente, il maggiore da due anni e mezzo, sospinto da pressioni al rialzo derivate principalmente dall'accelerazione dei prezzi dei beni alimentari e dei servizi di trasporto e dall'attenuazione del calo dei prezzi dei prodotti energetici.

Nella riunione dell'8 dicembre 2016, il Consiglio direttivo della BCE ha deciso di mantenere il tasso di riferimento al minimo storico dello 0,00% nonché di prolungare il *Quantitative Easing* oltre la scadenza di fine marzo, ovvero fino alla fine del 2017 e comunque sino a quando la dinamica dell'inflazione non sarà tornata su un sentiero coerente con l'obiettivo di stabilità dei prezzi.

Il comitato di politica monetaria della Federal Reserve (FOMC), nella riunione del 14 dicembre ha innalzato di 25 punti base l'intervallo obiettivo per il tasso sui *federal funds* (a 0,50-0,75%), alla luce soprattutto degli ulteriori progressi nel mercato del lavoro.

Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,11 dollari nell'anno 2016, in linea con la media dell'anno 2015.

Le prospettive

Nelle ultime previsioni sullo stato di salute dell'economia globale le principali organizzazioni rilevano prospettive di crescita in via di rafforzamento, sebbene ad un ritmo più lento rispetto al periodo pre-crisi e soggette a diversi fattori di incertezza, tra cui l'effetto avverso dei bassi prezzi delle materie prime sui paesi esportatori, il rallentamento dell'economia cinese ed il rischio di politiche commerciali protezionistiche degli Stati Uniti.

Il Fondo Monetario Internazionale (FMI) conferma le stime di crescita mondiali per il 2017 e il 2018: il PIL globale crescerà quest'anno del 3,4%, per accelerare nel 2018 a +3,6%.

Il FMI rivede al rialzo le stime per le economie avanzate, che cresceranno quest'anno dell'1,9%, e nel 2018 del 2,0%. Nello specifico, l'economia americana si espanderà quest'anno del 2,3% e del 2,5% nel 2018. Il FMI da un lato sottolinea l'incertezza del programma di rilancio di Trump, dall'altro il fatto che eventuali guerre commerciali stravolgerebbero le previsioni attuali. Relativamente alla Cina le stime avanzate dalla Banca Mondiale da qui al 2019 segnalano un progressivo rallentamento. Nel corso del 2017 il PIL cinese dovrebbe infatti attestarsi al 6,5% e al 6,3% sia nel 2018 che nel 2019. Più pessimista il Fondo Monetario Internazionale che per il 2018 prevede un rallentamento al 6% (in linea con la Banca Mondiale le stime per il 2017).

30

Le prospettive di crescita per il 2017, secondo la Banca Mondiale, sono migliorate per i Paesi emergenti per i quali si registrerà un'inversione di tendenza, con il Brasile al +0,5%, la Russia al +1,5% (dal -0,6% del 2016) ed un'accelerazione per l'India al +7,6%.

Con riferimento all'Eurozona, il FMI ha elaborato una previsione di crescita nel 2017 pari all'1,6%, così come per il 2018. Stesso miglioramento previsto anche per Germania e Spagna. L'economia inglese resiste alla *Brexit* ed il FMI rivede al rialzo le stime di crescita per il 2017 portandole all'1,5% ed al ribasso quelle per il 2018 all'1,4%.

Le proiezioni macroeconomiche formulate dalla Banca d'Italia indicano che in media il PIL italiano dovrebbe crescere intorno allo 0,9% nel 2017 ed all'1,1% sia nel 2018 che nel 2019. Una spinta alla crescita arriverà dalla domanda nazionale e, già dal 2017, dal graduale rafforzamento di quella estera. Per contro il FMI lima le stime di crescita per l'Italia per il 2017 ed il 2018, l'unica tra le principali economie dell'Eurozona a subire una sforbiciata alle previsioni. Il PIL crescerà quest'anno dello 0,7% (0,2 punti percentuali in meno rispetto alle stime di ottobre) e dello 0,8% nel 2018. I principali fattori che potranno incidere sulla crescita dell'Italia sono riconducibili ad una possibile crisi bancaria e finanziaria, ad un rialzo dello *spread* oltre che ad un rallentamento del processo di riforme avviato in questi anni.

L'inflazione nell'Area Euro, nelle proiezioni di dicembre elaborate dalle banche centrali dell'Eurosistema, dovrebbe aumentare nel 2017 all'1,3% (dallo 0,2% nel 2016) e nel 2018 il tasso si dovrebbe attestare all'1,6%.

Relativamente all'Italia, secondo la stima contenuta nelle "Proiezioni macroeconomiche della Banca d'Italia", l'inflazione salirà (rispetto allo stato di deflazione del 2016) all'1,3% sia quest'anno che il prossimo per effetto del rialzo dei prezzi dei beni energetici importati, per poi portarsi all'1,5% nel 2019.

Risulteranno determinanti per il rapporto di cambio della moneta unica gli andamenti dei livelli di tasso di interesse e dunque i ruoli delle banche centrali. La divaricazione tra le politiche monetarie della FED e della BCE e l'ampliamento del loro *gap* di crescita nel 2017 e 2018 potrebbero rappresentare spinte al rafforzamento del dollaro.

La Banca Centrale Europea (BCE), nella riunione del 19 gennaio 2017 ha deciso di mantenere i tassi invariati ed ha inoltre confermato le decisioni sul *Quantitative Easing* prese lo scorso 8 dicembre (prolungamento del piano di acquisti a tutto il 2017, ma con ritmi a 60 miliardi di euro al mese anziché ad 80 miliardi) dicendosi disposta ad aumentare il piano di acquisti, sia in termini di durata che di entità, in base all'andamento dell'inflazione.

Sale l'attesa per le prossime mosse della *Federal Reserve* per l'approccio di politica economica e monetaria della nuova amministrazione statunitense. I principali analisti di mercato si aspettano almeno due aumenti dei tassi di interesse e la stessa FED, nella riunione del 1° febbraio 2017, ha mantenuti invariati i tassi ma ha confermato la propria intenzione di ulteriori rialzi.

Andamento del mercato energetico

Nell'anno 2016 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno risentito fortemente delle incertezze del quadro macroeconomico mondiale e della debolezza dei fondamentali di domanda ed offerta dei mercati di riferimento.

Il prezzo medio del *Brent* nell'anno 2016 si è attestato a 45,1 \$/bbl, registrando una riduzione di circa il 16% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (53,7 \$/bbl). Il 2016 è stato un anno critico per i prezzi del petrolio sia in termini di livello che di volatilità. A gennaio le quotazioni del *Brent* sono precipitate sotto i 30 \$/bbl per poi iniziare una ripresa che ha fatto più che raddoppiare il loro valore fino ai 55,0 \$/bbl di dicembre. Al raggiungimento di tale livello ha contribuito una riduzione dell'offerta; il 10 dicembre, infatti, i membri dell'OPEC hanno stretto un accordo per tagliare la produzione del cartello di 1,8 milioni di barili al giorno per sei mesi. I Paesi non OPEC, guidati dalla Russia, si sono successivamente impegnati a ridurre la loro capacità produttiva di 558.000 barili al giorno. Nella riunione di Vienna del 21 gennaio 2017 il comitato di controllo per la valutazione sugli accordi di produzione, composto da cinque paesi OPEC e non OPEC, ha confermato che i tagli della produzione al petrolio stanno procedendo secondo quanto stabilito. L'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA) prevede che sia il prezzo del petrolio *Brent* che quello del WTI si mantengano su una media di 50 dollari al barile nella prima metà del 2017 e di 55 dollari al barile nella seconda metà dell'anno. Permane l'incertezza circa il mantenimento di tali tagli di produzione una volta che il prezzo del petrolio avrà iniziato a salire.

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 un quadro di domanda ancora debole, si è avuto un sensibile incremento nei prezzi con la quotazione di dicembre del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (Coal Cif Ara) che ha raggiunto gli 86,9 \$/tonn. Il prezzo medio del carbone nell'anno 2016 si è attestato a 59,7 \$/tonn, evidenziando una riduzione del 6% rispetto a quanto consuntivato lo scorso anno (56,5 \$/tonn).

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2016 è stato pari a 310.251 GWh (fonte: Terna) con una diminuzione del 2,1% rispetto al 2015.

La produzione netta di energia si attesta a 275.649 GWh, in aumento dell'1,2% su base annua. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una sensibile diminuzione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 42.323 GWh, registrando una contrazione dell'8,9% rispetto al 2015. In aumento la produzione termoelettrica che nel periodo considerato segna un +2,5% rispetto al 2015 attestandosi a 187.461 GWh beneficiando dei ridotti livelli di idraulicità nonché di temperature particolarmente rigide.

L'andamento dei livelli di produzione termoelettrica e di importazione di energia elettrica dall'estero (con una ricaduta sulle quotazioni del PUN) sono stati influenzati, nell'ultima parte dell'anno, dalla fermata di alcuni impianti nucleari francesi. Tali fermate, legate ad un programma di verifiche sulla sicurezza di funzionamento ed all'esecuzione dei relativi interventi tecnici, ha comportato una significativa riduzione del volume di energia disponibile oltre confine determinando una contrazione delle importazioni e spingendo al rialzo le produzioni termoelettriche nazionali onde far fronte ai livelli di domanda.

Per quanto concerne le fonti rinnovabili, si osserva un andamento discordante: l'eolico registra un incremento del 18,7% rispetto al 2015, per contro risultano sostanzialmente stabili sia la produzione fotovoltaica (-0,2%) che geotermoelettrica (+0,7%).

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'88,2% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nell'anno 2016 è sceso del 18,3% attestandosi a 42,7 €/MWh, contro i 52,3 €/MWh dell'anno 2015. Si tratta del prezzo di acquisto dell'energia (PUN), registrato sulla borsa elettrica, più basso della sua storia, iniziata nell'aprile del 2004. Andamento in diminuzione anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-18% per il PUN *Peak Load* attestatosi a 48,3 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico registra una diminuzione nell'anno 2016 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-18,4% per il PUN *Off-Peak* attestatosi a 39,8 €/MWh). Per l'anno 2017 le curve *forward* indicano prezzi in risalita con valori intorno ai 50,0 €/MWh.

Gas Naturale

Nell'anno 2016 la domanda di gas naturale è aumentata del 5,2% rispetto al 2015, attestandosi a 70.400 Mmc (fonte: Snam Rete Gas) confermando l'inversione di tendenza che nel 2015 aveva interrotto una lunga fase discendente.

La ripresa ha interessato prevalentemente i consumi del settore termoelettrico, che segnano un incremento del 13,7% rispetto al 2015, beneficiando della contrazione della produzione rinnovabile e del calo delle importazioni di energia elettrica dall'estero. I consumi del settore industriale interrompono una lunga fase regressiva e salgono a 13.383 Mmc, con un incremento del 4,8% rispetto all'anno 2015. Stabili invece i consumi del settore residenziale e commerciale, pari a 31.501 Mmc (-0,5%).

Dal lato dell'offerta cala ai minimi storici la produzione nazionale, attestandosi a 5.570 Mmc (-13,3% rispetto al 2015). L'*import* ha rappresentato circa il 92% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte.

34

Sempre lato offerta, aumentano le importazioni di gas algerino a Mazara, con volumi più che raddoppiati rispetto al 2015 (18.872 Mmc, +159,8%). In flessione, invece, le importazioni dagli altri punti di entrata comprese quelle provenienti dalla Russia a Tarvisio (28.235 Mmc, -5,9%) che restano comunque le più rilevanti.

Per quanto concerne le quotazioni, il prezzo del gas al TTF per il 2016 è stato pari a 14,0 €/MWh, in diminuzione del 29,5% rispetto all'anno precedente. Il prezzo del gas al PSV ha evidenziato un *trend* ascendente che, partendo dai valori minimi del mese di febbraio (in concordanza con la partenza delle esportazioni di *shale* gas statunitense via GNL), ha raggiunto il valore massimo nel mese di luglio. Si è poi registrata una contrazione seguita da un ulteriore incremento che ha portato il prezzo a raggiungere, nell'ultimo trimestre, i valori più elevati dell'anno. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV per il 2016 è stato pari a 15,6 €/MWh, in calo del 29,0% rispetto al 2015. Nel mese di dicembre le quotazioni si sono attestate ad un valore pari a 19,5 €/MWh. Per l'anno 2017, le curve *forward* indicano prezzi in risalita con valori medi prossimi ai 20 €/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 (2,2 €/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).





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 nei giorni, individuati da Terna e definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

38

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, restituendo 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 1 anno il periodo intercorrente tra lo svolgimento dell'asta e la consegna, introducendo inoltre contratti di durata annuale (cd. fase di prima attuazione).

Il Governo ad agosto 2015 ha pre-notificato alla DG Competition il meccanismo italiano di *capacity market* ai fini delle verifiche circa la sua compatibilità con la disciplina degli aiuti di Stato.

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, basato 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.

Alla fine del 2016 il processo di completamento della disciplina di riferimento per il *capacity market* ha registrato un'accelerazione. Si sono, infatti, concluse le due consultazioni:

- di Terna con cui sono state ulteriormente declinate le regole di funzionamento sulla base delle indicazioni ministeriali;
- dell'Autorità che si è focalizzata su alcuni aspetti puntuali (in particolare proponendo il valore del *cap* al premio offerto in sede d'asta pari a 75.000 €/MW/anno in linea con i costi fissi di un ipotetico impianto turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale, tecnologia considerata di punta sulla base di uno studio Terna).

Con l'approvazione della disciplina da parte dell'Autorità e l'emissione di un Decreto ministeriale potrà essere, pertanto, avviata la notifica formale alla Commissione Europea sia del meccanismo di prima attuazione che di quello a regime.

Nel seguito le principali caratteristiche di entrambi i meccanismi secondo le proposte consultate da Terna e dall'Autorità:

- trattasi di contratti alle differenze ad una via dove la remunerazione avverrà tramite il premio risultante dall'asta e con la fissazione di uno *strike price* sui prezzi di mercato (stimato oggi pari a circa 80 €/MWh);
- partecipazione attiva di domanda, fonti rinnovabili e generazione distribuita con l'esclusione degli impianti che ricevono incentivi dal GSE. È prevista la partecipazione delle risorse *cross-border* solo nel meccanismo a regime;
- durata contratti: annuale sia per il meccanismo di prima attuazione che per quello a regime;
- pianificazione: inferiore a 4 anni per il meccanismo di prima attuazione e pari a 4 anni per il meccanismo a regime;
- consegna dei prodotti: 2018 per il meccanismo di prima attuazione e verosimilmente dal 2021 per il meccanismo a regime con svolgimento di entrambe le aste nel 2017.

Gli operatori hanno chiesto soluzioni volte ad aumentare sia il *cap* al premio sia lo *strike price* sul prezzo di mercato (che agisce implicitamente come tetto ai prezzi) ed hanno evidenziato la mancata valorizzazione delle caratteristiche di flessibilità degli impianti.

Il contributo del *capacity payment* sul 2016 è stimato nell'ordine dei 19 milioni di euro.

Si segnala infine che:

- 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 da corrispondersi in 12 rate mensili di uguale importo a partire dal 29 aprile 2016;

- 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 2016 come da comunicazione di Terna ad ai sensi della Delibera 274/2016/R/eel.

Con Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV (gruppi 2, 5 e 6) è stato contrattualizzato da Terna in regime di essenzialità con reintegro dei costi per il quinquennio 2017-2021: la Delibera prevede anche che il gruppo 1 a 150 kV svolga un ruolo di *back up* in caso di indisponibilità del gruppo 2. Il nuovo cavo Sorgente-Rizziconi potrebbe, infatti, non essere sempre disponibile (ad esempio nei periodi di manutenzione) e il mercato della zona Sicilia risulta al momento ancora corto in termini di offerta.

È altresì, previsto l'impegno da parte di A2A Energiefuture S.p.A. a contenere le richieste di reintegro dei costi al di sotto di un certo *cap* proposto dalla stessa società che assicuri al contempo la copertura dei costi fissi, dei costi variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema essendo il livello massimo di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (di cui alla Delibera 111/06).

La contrattualizzazione pluriennale di San Filippo del Mela consentirà, pertanto, alla società la gestione in economia dell'impianto garantendo al sistema il mantenimento della sicurezza con un beneficio in termini di risparmio sui costi complessivi.

Al 31 dicembre 2016 i crediti ancora da incassare risultano pari a 78 milioni di euro.

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 2016 tale costo è stato nell'ordine dei 6.000 €/MW).

Con le Consultazioni 409/2015/R/gas e 613/2015/R/gas 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 è stato ritenuto necessario per far fronte alle accresciute esigenze di flessibilità degli impianti termoelettrici legata al forte sviluppo delle rinnovabili.

La Delibera 336/2016/R/gas ha optato per 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 del cd. "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.

41

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

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

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.

In ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel 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 dei prezzi di sbilanciamento 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. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio verso Terna in quanto la stessa nel calcolo dei conguagli non avrebbe tenuto conto di questo avvio di procedimento.

Dopo circa un anno di consultazioni la Delibera 333/2016/R/eel 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 nel giugno 2015.

42

Definizione della nuova disciplina a partire dal 1° agosto 2016

Con Delibera 444/2016/R/eel, successivamente emendata dalla Delibera 800/2016/R/eel, è stato modificato il quadro regolatorio sugli sbilanciamenti effettivi a partire dal 1° agosto 2016.

I provvedimenti introducono meccanismi finalizzati a fornire più efficaci incentivi 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, le delibere prevedono modifiche sulla:

- (i) metodologia di calcolo del segno zonale al fine di renderlo meno prevedibile a partire dal 1° maggio 2017 (o data successiva in caso Terna non abbia elaborato un algoritmo per la pubblicazione del segno zonale con tempistica analoga alla situazione attuale);
- (ii) valorizzazione degli sbilanciamenti.
 - Per le unità di consumo si passa ad una valorizzazione mista *single-dual price* che prevede:
 - una banda standard pari a $\pm 15\%$ del programma vincolante modificato e corretto (banda standard complessiva del 30%) per il periodo di prima implementazione (1° agosto 2016 – 31 dicembre 2016) che, a partire dalla modifica del metodo di calcolo del segno zonale, verrà ampliata a $\pm 30\%$ (la Delibera 444/2016/R/eel definiva una banda del $\pm 7,5\%$ a partire dal 1° gennaio 2017);

- 43
- 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 di 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 registrato 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 viene rafforzata l'attività di monitoraggio ed è previsto 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 Delibera 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 tenga 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 abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili viene mantenuto lo stesso regime delle unità di consumo fino alla modifica del calcolo del segno zonale, successivamente verrà applicato il *single price*;
 - per le unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili viene mantenuta la disciplina oggi vigente (vedi punto precedente) rafforzando l'attività di monitoraggio delle condotte degli operatori.

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 dispacciamento 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 nuova disciplina ha già avuto impatti positivi sul sistema elettrico: in particolare il saldo fra i proventi e gli oneri dei corrispettivi di sbilanciamento⁽¹⁾ è sceso dagli oltre 5 €/MWh raggiunti ad aprile 2016 a circa 0,60 €/MWh di luglio e a poco più di 0,35 €/MWh di agosto 2016.

(1) Componente a) del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44 della Deliberazione 111/06. I dati di consuntivo delle varie componenti sono pubblicati mensilmente da Terna.

In termini di impatti per il Gruppo A2A si attende una potenziale riduzione del costo unitario di sbilanciamento con riferimento alle unità di produzione termoelettriche mentre non dovrebbe comportare alcun aggravio di costi per le fonti rinnovabili rilevanti.

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 agli 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 prevista 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 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 n. 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato, registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Nel 2016 il valore dell'incentivo è stato pari a 100,08 €/MWh mentre per il 2017 è pari a 107,34 €/MWh.

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. Ad oggi il Gruppo A2A ha sottoscritto le convenzioni con il GSE per tutti i 10 impianti incentivati con un incasso, alla data del 31 dicembre 2016, pari a circa 67,4 milioni euro.

Il GSE ha pubblicato in data 25 marzo 2016 un'informatica 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, consen-

te di confermare la bancabilità dei certificati e la possibilità di utilizzare il magazzino CV fino alla loro scadenza.

Il Gruppo dispone ad oggi di un magazzino di 1.094.166 tra CV e CV TLR.

Magazzino Fisico dei titoli	Totale CV
CV 2014	441.369
CV 2015	581.484
CV TLR 2014	34.313
CV TLR 2015	37.000
Totale	1.094.166

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 qualsiasi formalmente giunte a scadenza, incluse talune di A2A S.p.A.⁽²⁾.

L’art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. “Sviluppo” n. 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.

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.

(2) 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 è scaduta il 16/11/2016 mentre le altre concessioni A2A S.p.A. (Nucleo Calabria) ed Edipower S.p.A. ora A2A S.p.A. (Nucleo Friuli e Valchiavenna) scadranno al 31/12/2029 (ex D.Lgs. n. 79/1999).

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 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 n. 221/2015 (cd. "Collegato Ambientale") il legislatore ha parificato al rialzo l'importo unitario del sovraccanone 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. (ora A2A 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). Nel mese di novembre 2016 il MiSE ha liquidato ad A2A S.p.A. e ad Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) gli importi di competenza dello Stato utilizzando i proventi delle aste delle quote CO2 per effettuare i rimborsi.

Con la Delibera di Giunta Regionale n. 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. n. 19/2010 ma sinora mai attuato, nella misura di 20 euro/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 D.G.R. n. 5130/2016 a luglio 2016.

Questa D.G.R. è stata adottata nonostante la pendenza del ricorso promosso dal Governo nazionale alla Corte Costituzionale vs la L.R. n. 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 n. 134/2012), e in quanto il "Decreto Bersani" (D.Lgs. n. 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.

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 n. 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 D.M. 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, dei valori massimi dei canoni delle concessioni ad uso idroelettrico.

47

Con Delibera di Giunta n.13993 del 28 dicembre 2016 la Regione Lombardia ha, infine, determinato, per il periodo 1° gennaio 2011–31 dicembre 2016, gli importi dovuti a titolo di canoni aggiuntivi relativi alle grandi derivazioni idroelettriche scadute e autorizzate alla prosecuzione temporanea, quantificando gli importi sulla base dell'ammontare unitario del canone aggiuntivo nella misura di 20 euro/chilowatt di potenza nominale media annua, precedentemente definito a titolo ricognitorio dalla citata D.G.R. n. 5130 del 9 maggio 2016.

Ammontano ad oltre 23 milioni di euro i sovra-canoni che i produttori idroelettrici dovranno versare per la prosecuzione temporanea delle 16 concessioni di grande derivazione in Lombardia, dei quali 8,9 sono dovuti da A2A S.p.A..

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. n. 91/14, la Legge n. 116/14 e la Delibera dell'Autorità 578/2013/R/eel definiscono il quadro normativo e regolatorio dei SEU che possono essere ricondotti ad uno schema in cui vi sia 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 movimentazione del combustibile, il riscaldamento, l'illuminazione e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale. La valenza dei 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 il quadro normativo e regolatorio è in evoluzione:

- con il DCO 255/2016/R/eel l'Autorità, ai sensi dell'art. 3 del D.L. n. 210/2015 (cd. Milleproroghe 2015), 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);
- il D.L. n. 244/2016 (cd. Milleproroghe 2016) ha stabilito il differimento al 1° gennaio 2018 della suddetta riforma degli oneri generali nonché stabilito che *"le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi"*.

Gli effetti di queste ultime riforme, qualora combinati con le future modifiche degli oneri generali che non aggravino eccessivamente la componente fissa, potranno avere impatti sulla generazione distribuita offrendo anche al Gruppo A2A la possibilità di nuovi investimenti nel settore.

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. (ora A2A 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.

49

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 organizzati 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.

A partire da ottobre 2015, le società con obbligo di *reporting* ad ACER dei contratti standard conclusi sui mercati organizzati e dei contratti non standard devono registrarsi presso il Registro nazionale degli operatori di mercato istituito presso l'Autorità (Registro REMIT). Le società del Gruppo iscritte nel Registro REMIT sono A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.), 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. (ora A2A Energia S.p.A.), Metamer S.r.l., PremiumGas S.p.A. e Retragas S.r.l..

È prevista una sanzione amministrativa pecunaria da 10.000 a 200.000 euro per ciascun operatore che agisca nei mercati energetici all'ingrosso oggetto dell'obbligo senza essere registrato. L'art. 22 della Legge n. 61/2014 attribuisce, inoltre, all'Autorità ampi poteri di indagine e di sanzione sull'applicazione del REMIT.

Con le 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 invio) sull'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso;
- possibili violazioni dell'articolo 14, comma 6, della Delibera 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.

Per il Gruppo A2A il procedimento ha riguardato:

- A2A Energia S.p.A. ed A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) a cui è stata notificata la Delibera 342/2016;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016.

Con la Delibera 813/2016/R/eel l'Autorità è intervenuta effettuando le prime archiviazioni dei procedimenti individuali avviati ex Delibera 342/2016/R/eel. In particolare ha:

- archiviato il procedimento nei confronti di A2A Energia S.p.A., a cui è stato notificato l'Allegato A alla Delibera, non sussistendo i presupposti né per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- comunicato, in relazione ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), che pur non sussistendo i presupposti per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né, a maggior ragione, di provvedimenti temporanei di regolazione asimmetrica, non è possibile escludere l'eventuale avvio di procedimenti sanzionatori;
- comunicato, in relazione ai soggetti non inclusi nell'Allegato A o B della Delibera, che sono tuttora in corso i necessari approfondimenti legati alla posizione di ciascuno ai fini dell'applicazione di un provvedimento prescrittivo o di una archiviazione del procedimento.

L'Autorità imponendo l'assoggettamento dell'impianto di San Filippo del Mela al regime di esenzialità con reintegro dei costi, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel, ha archiviato il procedimento avviato nei confronti di A2A Energiefuture S.p.A. ex Delibera 459/2016/R/eel.

Rideterminazione della sanzione irrogata a Plurigas S.p.A.

Con Delibera 755/2016/S/gas l'Autorità ha rideterminato nella misura di 980.000 euro l'importo della sanzione amministrativo-pecuniaria inizialmente pari a 1,5 milioni di euro irrogata a Plurigas S.p.A. per la presunta inottemperanza ad alcune delle richieste di informazioni dell'Autorità disposte con Delibera 27 ottobre 2004, n. 188/04, in merito ai contratti di approvvigionamento di gas naturale nella sua titolarità.

Il Consiglio di Stato con Sentenza 27 febbraio 2012, n. 1084, aveva, infatti, annullato la Delibera n. 229/06 con cui l'Autorità disponeva la comminazione della sanzione nella parte relativa alla quantificazione della stessa ed in particolare delle grandezze economiche di riferimento considerate per quantificarne l'importo. La sentenza del Consiglio di Stato disponeva, pertanto, la rideterminazione della sanzione da parte dell'Autorità tenendo conto dell'effettiva capacità economica della società.

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.

La parte «Energia» comprende una decina di articoli (dal 28 al 38) che decretano la fine della tutela gas e della maggior tutela elettrica dal 1° luglio 2018 e prevedono disposizioni su confrontabilità delle offerte, promozione dei gruppi di acquisto, monitoraggio a cura dell'Autorità sul grado di liberalizzazione dei due settori, costituzione di un elenco venditori, ecc.

Numerosi sono stati gli emendamenti proposti nel 2016 sulle modalità di trattamento dei clienti elettrici (domestici e BT Altri Usi) che, alla data del 1° luglio 2018, saranno ancora serviti dal fornitore storico. In base all'attuale formulazione dell'art. 29 del DdL Concorrenza il cliente che è rimasto «*senza fornitore*» ovvero «*che non ha scelto*» finirà in regime di salvaguardia rifornito da operatori selezionati 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 attraverso una maggiore capacitazione dei clienti.

Dopo un lungo processo di consultazione (DCO 421/2015 e DCO 75/2016) con Delibera 369/2016/R/eel è stato introdotto il meccanismo transitorio della Tutela SIMILE (TS - *Simile ad una fornitura di Mercato Italiano Libero dell'Energia elettrica*) offerto da vendori selezionati dall'Acquirente Unico e a cui potranno aderire volontariamente i clienti ancora in maggior tutela.

Il portale della TS è attivo dal 1° gennaio 2017 e costituisce l'unico strumento di accesso alle offerte. Attualmente i fornitori selezionati da Acquirente Unico sono una trentina tra i quali anche A2A Energia S.p.A.. Il tetto massimo per ciascun fornitore è stato fissato pari a 500.000 clienti serviti in TS.

Il meccanismo è caratterizzato da condizioni contrattuali ed economiche definite dall'Autorità a meno dell'applicazione di un *bonus una tantum* (€/POD) liberamente definito dagli operatori.

Il contratto standard è 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 medesimo fornitore della TS o con un altro fornitore liberamente scelto ovvero ritornare nel mercato tutelato.

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.

53

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, tramite una raccolta dati, ha chiesto di fornire indicazioni sugli eventuali costi sostenuti nel 2015 dalle imprese esercenti il servizio di maggior tutela per l'adempimento agli obblighi di *brand unbundling*.

A2A Energia S.p.A. ha nel frattempo dato seguito alle prescrizioni del provvedimento. Tra le misure adottate, si segnala che si è provveduto ad una rivisitazione degli spazi fisici che ospitano gli sportelli di contatto con i clienti e alla separazione dei canali per la comunicazione di informazioni alla clientela (in particolare rivedendo il proprio sito web ed istituendo una pagina in rete dedicata ai clienti finali serviti in maggior tutela; ampliando il servizio di *call center* con ulteriori numeri di riferimento per la clientela servita in tutela; curando il *lay out* dei documenti di fatturazione in modo da non ingenerare per i clienti serviti in tale segmento di mercato alcuna confusione con le attività della società sul mercato libero).

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 ven-

dita in considerazione del fatto che entro la fine del 2016 (con effetti contabili retroattivi dal 1° gennaio) la società sarebbe stata incorporata in A2A Energia S.p.A.. Tale istanza è stata accettata dall'Autorità con comunicazione del 27 giugno. L'operazione di fusione si è svolta come previsto.

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. n. 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.

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 e saranno ripartiti tra gli operatori sulla base di criteri in via di definizione da parte dell'Autorità la quale ha già avviato un'indagine ricognitiva in merito alla natura di tali costi (si tratta sia di costi di capitale che operativi per lo più legati allo sviluppo dei sistemi informativi).

Condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica:

a) Maggior Tutela

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 Coda-cons 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 all'Autorità 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.

Il meccanismo di restituzione prevede di includere gli importi recuperati nella determinazione dell'*uplift* del primo trimestre utile, consentendone l'immediato riconoscimento agli utenti del dispacciamento e per loro tramite ai clienti del mercato libero e 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.

Con Delibera 369/2016/R/eel l'Autorità, tra le altre cose, ha modificato il meccanismo di definizione delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. Tale riforma, dettagliata dalla successiva Delibera 633/2016/R/eel, ha istituito il Servizio di Maggior Tutela Riformato (MTR) a partire dal 1° gennaio 2017, caratterizzato come segue:

- il corrispettivo PE del PED, a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela, sarà determinato ex-ante sulla base della media trimestrale dei prezzi che si formano nel mercato dell'energia a pronti (MGP e MPI), opportunamente ponderata con il profilo di prelievo delle varie tipologie di clienti nel trimestre di riferimento, della stima del costo di funzionamento di Acquirente Unico, nonché tenuto conto della stima degli oneri finanziari associati all'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Il corrispettivo PE sarà soggetto ad un meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento, come già previsto attualmente;

- il corrispettivo PD del PED sarà determinato come media trimestrale dei corrispettivi di dispesciamento applicabili ai sensi del TIS, ponderati con il profilo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale (ad eccezione dei clienti non domestici, per i quali si conferma la metodologia della stima mensile).

La Delibera 782/2016/R/eel – in attuazione di quanto previsto dalla Delibera 582/2015/R/eel – dà seguito al secondo *step* della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) assumeranno una struttura trinomia, denominata TD, per tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla residenza anagrafica, eliminando così ogni progressività, secondo un principio di aderenza ai costi. Le condizioni di residenza anagrafica rileveranno solo ai fini dell'applicazione degli oneri di sistema e della componente $DISP_{BT}$. I corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema saranno, infine, ridefiniti al fine di smorzare l'effetto di progressività ai consumi e di limitare il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo, introducendo per la sola componente A3 un corrispettivo in quota fissa (€/anno) a carico dei soli clienti non residenti.

56

Con Delibera 816/2016/R/eel sono state aggiornate fino al 30 giugno 2018 (in coerenza con l'attuale formulazione del DdL Concorrenza) le componenti a copertura dei costi di commercializzazione (RCV), prevedendo un lieve incremento rispetto al 2016 (+7,7% per i clienti domestici e + 9,4% per i BT altri usi per l'area geografica centro-nord) per effetto del maggiore livello di *unpaid ratio* riconosciuto agli operatori. La Delibera aggiorna, inoltre, i valori della componente $DISP_{BT}$, non solo al fine di adeguarla alla nuova struttura tariffaria di cui sopra, ma altresì per tenere in considerazione le necessità di gettito derivanti dai meccanismi di compensazione previsti dal TIV.

b) Mercato Libero

La sopra citata Delibera 816/2016/R/eel ha aggiornato anche fino al 30 giugno 2018 la componente PCV, a copertura dei costi di commercializzazione, disponendo un incremento di 2,92 euro per i clienti domestici (+5,3% ossia da 54,87 euro/POD a 57,79 euro/POD) e di 2,51 euro per i clienti BT altri usi (+2,2% ossia da 115,87 euro/POD a 118,38 euro/POD).

Condizioni economiche del 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:

- 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;
- l'applicazione della componente GRAD viene estesa al 31 dicembre 2017, rimodulata al fine di mantenere invariato il gettito atteso.

Con Delibera 817/2016/R/gas è, infine, stata aggiornata la componente a copertura dei costi di commercializzazione (QVD), con un lieve incremento rispetto al 2016 (+1,4% della sola componente fissa), dovuto al maggiore livello di *unpaid ratio* riconosciuto agli operatori.

b) meccanismo A_{PR} di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas

Con Delibera 447/2013/R/gas l'Autorità aveva introdotto un meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale in base al quale i venditori ammessi al meccanismo avrebbero acquisito il diritto al riconoscimento di un importo «compensativo» che sarebbe stato 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.

Il valore iniziale dell'elemento per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento (A_{PR}) è stato inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ; esso è stato aggiornato annualmente da parte dell'Autorità in ragione dell'andamento negli anni termici 2013/2014, 2014/2015 e 2015/2016 dello *spread* tra Ptop (costo di approvvigionamento da contratti *long term*) e C_{mem} (prezzo *spot*).

A2A Energia S.p.A. e Aspem Energia S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) sono state ammesse al meccanismo per un totale complessivo massimo di 26,4 milioni di euro.

Con la Delibera 649/2016/R/gas l'Autorità ha aggiornato per l'ultimo anno di validità i coefficienti del meccanismo, confermando i valori spettanti ad entrambe le società: per A2A Energia S.p.A. si conferma l'importo pari a 24,6 milioni di euro mentre per Aspem Energia S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) pari a 1,8 milioni di euro. Tali importi sono stati iscritti nel Bilancio 2016.

A causa dell'incapienza del Conto appositamente istituito presso la CSEA per la copertura del meccanismo ed alimentato dalla componente C_{PR} pagata dai clienti finali, le erogazioni degli importi agli operatori hanno subito forti rallentamenti. È previsto, infatti, per il 31 marzo 2017 il versamento da parte di CSEA del quarto (ed ultimo) acconto relativo alla seconda tranche

del meccanismo che avrebbe dovuto essere liquidata a dicembre 2015. Non sono ad oggi note le tempistiche di liquidazione della terza ed ultima tranne del meccanismo relativa all'anno 2016.

c) applicazione di un coefficiente riduttivo alla componente QE

L'Autorità con delibera ARG/gas 89/10, a fronte di uno scenario di riduzione dei consumi e di eccesso di offerta nonché in presenza di attività di rinegoziazione al ribasso dei contratti t.o.p. gas, aveva voluto trasferire ai clienti finali in tutela tali benefici introducendo, per l'a.t. 2010-2011, un coefficiente riduttivo k applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento). La successiva Delibera ARG/gas 77/11 ha prorogato fino al 30 settembre 2012 questo meccanismo rivedendo al rialzo il valore del k (da 0,925 a 0,935).

A2A Energia S.p.A. (comprese ex ASMEA S.p.A. ed ex BAS Omniservizi S.p.A.) e Plurigas S.p.A. 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.

58

Nel marzo del 2013 il TAR Lombardia si era espresso a favore delle 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.

Il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato la decisione del TAR modificandone però le motivazioni: il "taglio" imposto dal regolatore alla componente QE viene considerato illegittimo non in virtù della metodologia adottata, previsionale anziché sulla base dei costi effettivamente sostenuti, quanto piuttosto per il risultato pratico determinato, deprimente dei margini di ricavo conseguiti dagli operatori.

Si è in attesa delle determinazioni dell'Autorità di ottemperanza al dispositivo del Consiglio di Stato.

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*” (TUSPL).

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. in vista dell’emanazione da parte del Governo di un decreto finale in cui l’articolo 16 attribuisce poteri di regolazione, controllo e sanzionatori all’Autorità sul ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. Il servizio idrico integrato è, invece, stato stralciato dal TUSPL.

A seguito di tale nuova attribuzione la denominazione dell’Autorità avrebbe dovuto variare 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 del riconoscimento delle nuove funzioni nel settore dell’ambiente.

La Corte costituzionale, con Sentenza n. 251 del 25 novembre, ha però dichiarato incostituzionale la riforma della Legge Madia, nella parte in cui la delega aveva previsto solo il “parere” e non l’“intesa” con le regioni per cinque decreti legislativi di attuazione (tra cui il TUSPL contenente l’avvio di ARERA che non è più stato adottato dal Governo).

Il Consiglio di Stato nella sua adunanza del 9 gennaio 2017 ha adottato un parere in cui segnala l’importanza di intervenire anche per i settori per i quali la delega è scaduta, ossia dirigenza pubblica e servizi pubblici locali, tramite una nuova delega oppure un diverso veicolo normativo.

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 deri-

vante dalla gassificazione delle biomasse. Sottoposto ad un processo di purificazione e di *upgrading*, 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 è in corso di aggiornamento il Codice di rete del trasporto da parte dell'Autorità. Il CIG (Comitato Italiano Gas) ha pubblicato la norma tecnica, elaborata nell'ambito del Mandato Europeo M/475, che specifica i requisiti per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale;
- B. sistema di incentivazione che dipende dall'utilizzo che viene fatto del biometano:
 - 1) cogenerazione;
 - 2) immissione in rete;
 - 3) uso per autotrazione.

60

Il Decreto Ministeriale sul biometano del 5 dicembre 2013 (cd. D.M. Biometano) è in fase di revisione ed è stato oggetto di consultazione pubblica da parte del MiSE. La nuova bozza ridisegna le modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale privilegiando l'impiego nel settore dei trasporti, anche al fine di perseguire gli obiettivi al 2020 di consumo di energia rinnovabile nel trasporto. A tale scopo, lo schema di D.M. introduce un'incentivazione basata sul sistema dei Certificati di Immissione al Consumo (CIC), titoli rilasciati al produttore di biometano per un periodo di 20 anni ed utilizzabili da parte dei soggetti obbligati nel settore del trasporto (distributori di carburanti) per assolvere all'obbligo di immissione in consumo di carburanti rinnovabili. Il produttore di biometano dovrà provvedere autonomamente alla vendita del biometano a soggetti titolari di "impianti di distribuzione di carburanti stradale o autostradale" o a intermediari/*shippers*.

Nella bozza di D.M. viene, inoltre, introdotta la definizione di biometano avanzato (ossia biometano ottenuto dalla frazione organica del rifiuto solido urbano - Forsu) per il quale viene riconosciuto un regime di "ritiro dedicato" per un periodo di 10 anni da parte del GSE. Il produttore di biometano ha diritto al ritiro fisico del biometano avanzato prodotto al prezzo di mercato del gas naturale (prezzo medio al PSV) ridotto del 5% e al riconoscimento dei CIC con un valore fisso pari a 375 euro. Tale schema di incentivazione si applica fino ad una quantità massima annua ritirabile da parte del GSE, pubblicata annualmente, e pari a circa l'obbligo annuale di immissione di biocarburanti avanzati nel settore trasporti, a partire dal 2018.

A2A Ambiente S.p.A. è interessata alla definizione di un quadro regolatorio certo sul biometano avanzato per alcuni progetti di investimento che sono in procinto di essere avviati relativamente alla trasformazione del biogas in biometano che potrà essere utilizzato per i trasporti. Biogas, a sua volta, ottenuto dalla decomposizione dei rifiuti, in tal modo *"chiudendo il cerchio"* della raccolta differenziata che vede la società già impegnata nella raccolta della FORSU.

Energia destinata ai servizi ausiliari per i termovalorizzatori in convenzione CIP 6/92

Con la Delibera 414/2016/E/efr è stato 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 era coerente in quanto determinante una valorizzazione della restituzione non commisurata all'indebito arricchimento dell'operatore, si è provveduto ad evidenziarne l'incongruenza e l'Autorità con Delibera 600/2016/E/efr ha modificato parzialmente la Delibera 414/2016/E/efr con l'effetto che la somma da restituire alla CSEA ammonta oggi a circa 919 mila euro.

61

Prolungamento convenzione CIP 6/92 con il GSE per il termovalorizzatore di Acerra (NA)

Il termovalorizzatore di Acerra, in gestione da parte di A2A Ambiente S.p.A., è oggetto di convenzione CIP 6/92 per un periodo di 8 anni che, iniziato il 1° gennaio 2010, scadrà il 31 dicembre 2017.

Il D.M. 4 agosto 1994 prevede che il produttore possa chiedere un prolungamento della convenzione per un periodo calcolato in funzione dell'energia non prodotta nel primo anno di convenzione in ragione del fatto che l'impianto era in avviamento.

In data 13 dicembre 2016 il GSE ha comunicato il prolungamento della convenzione relativa al termovalorizzatore di Acerra fino al 6 luglio 2018 al fine di riconoscere la mancata produzione iniziale.

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 det-

tato 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.

62

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 coincenerimento 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 digi-

talizzazione 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.

63

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

64

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

66

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”.

67

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 guida 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

Scopo della norma, ai sensi dell'art. 35, comma 1, del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, è:

- individuare la capacità attuale di trattamento nazionale degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati in esercizio al mese di novembre 2015;
- 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;
- 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.

68

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..

D.M. 17 ottobre 2016, n. 228 – Regolamento recante la definizione dei contenuti minimi e dei formati dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione relativi ai procedimenti di cui all'articolo 29-quattuordecies del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152

Tale norma definisce nell'allegato I i contenuti minimi dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione dei procedimenti di cui all'articolo 29-quattuordecies del D.Lgs. 152/2006, mentre l'allegato II contiene uno Schema di verbale di accertamento e contestazione. Il presente decreto entra in vigore il giorno 30 dicembre 2016.

Deliberazione (naz.) 3 novembre 2016, n. 05/ALBO/CN – Criteri e requisiti per l’iscrizione all’Albo, con procedura ordinaria, nelle categorie 1, 4 e 5

Tale norma, applicabile dal 1° febbraio 2017, fissa la dotazione minima di veicoli e di personale per l’iscrizione nelle categorie 1, 4 e 5 (art.1).

Le iscrizioni nelle categorie 1, 4 e 5 effettuate alla data di entrata in vigore della presente deliberazione rimangono valide ed efficaci fino alla loro scadenza. Restano altresì valide le domande d’iscrizione presentate fino alla data di entrata in vigore della presente deliberazione, le quali sono istruite e deliberate ai sensi delle previgenti disposizioni (art.3).

Nota Ministeriale 14 novembre 2016, n. 27569 – Criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46

69

In applicazione dell’articolo 29-quinquies del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 vengono emanati dei criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46.

In particolare questi nuovi criteri recano indicazioni su dieci differenti tematiche:

1. individuazione della capacità produttiva dell’installazione;
2. chiarimento terminologia dell’allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06;
3. parti di installazione gestite separatamente;
4. fasi successive alla cessazione definitiva delle attività;
5. siti non soggetti alla presentazione della relazione di riferimento;
6. non conformità emergenti dagli autocontrolli del gestore;
7. avvio dei procedimenti di riesame per adeguamento alle conclusioni sulle BAT;
8. attività di produzione di farine per mangimi;
9. obblighi vari (limiti “tabellari”, tenuta registri, apposizione cartellonistica, iscrizione ad albi, ...) per gli impianti dotati di AIA;
10. chiarimenti in merito alle attività di sperimentazione.

Tra i vari chiarimenti riportati è utile citare il caso delle aziende AIA che effettuano un’attività di trattamento rifiuti che può usufruire del regime semplificato ex art. 216 del D.Lgs. 152/06. In tal caso, ad AIA rilasciata e aggiornata, le attività sono oggetto di autorizzazione esplicita, e non più di regime “semplicato”, e non sono pertanto soggette al pagamento dell’iscrizione al

registro e alla prestazione della garanzia finanziaria previsti per il regime semplificato. Tali incombenze, pertanto, sono richieste solo transitoriamente se, dopo il rilascio dell'AIA, il gestore effettua variazioni delle attività di trattamento rifiuti che usufruiscono temporaneamente del regime semplificato, fino al successivo aggiornamento dell'AIA.

Legge Regionale Lombardia 17 novembre 2016, n. 28 – Riorganizzazione del sistema lombardo di gestione e tutela delle aree regionali protette e delle altre forme di tutela presenti sul territorio

All'articolo 11 comma 5 si dispone che nei parchi naturali, nelle riserve naturali, nei monumenti naturali, nei siti di Rete Natura 2000 e nei corridoi ecologici primari della Rete Ecologica Regionale è vietata la realizzazione di impianti che svolgono attività di recupero o anche di smaltimento rifiuti di cui alle operazioni R1 o D10, appartenenti alle categorie di attività industriali di cui al punto 5.2 dell'allegato VIII alla parte II del D.Lgs. 152/2006 (fatto salvo il caso in cui tali operazioni siano già autorizzate all'interno del perimetro individuato dall'autorizzazione vigente al 18 novembre 2016). Tale divieto si applica, altresì, alle istanze autorizzative in corso al 18 novembre 2016.

70

Delibera Giunta Regione Emilia Romagna 21 novembre 2016, n. 1795 – Approvazione della direttiva per lo svolgimento delle funzioni in materia di VAS, VIA, AIA ed AUA in attuazione della L.R. n.13 del 2005. Sostituzione della direttiva approvata con D.G.R. n. 2170/2015

La norma definisce le modalità di svolgimento dell'iter di presentazione di nuove istanze di VIA, AIA o AUA di competenza regionale o provinciale in Emilia Romagna, fornendo, altresì, indicazione sui contenuti degli atti che l'ente deve produrre.

È attribuita ad ARPAE la responsabilità diretta per lo svolgimento degli iter istruttori e per la convocazione e conduzione di Conferenze dei servizi.

Per gli iter VIA, AIA, AUA suddetti in corso si prevede che le province passino ad ARPAE l'elenco dei procedimenti e la documentazione per il passaggio di competenze.

D.Lgs. 25 novembre 2016, n. 222 – Individuazione di procedimenti oggetto di autorizzazione, segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA), silenzio assenso e comunicazione e di definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti, ai sensi dell'articolo 5 della Legge 7 agosto 2015, n. 124

La presente norma provvede alla precisa individuazione delle attività oggetto di procedimento, anche telematico, di comunicazione o segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA) o di silenzio assenso, nonché quelle per le quali è necessario il titolo espresso e introduce le conseguenti disposizioni normative di coordinamento.

La Tabella A del provvedimento in esame individua, per ciascuna delle attività elencate, il regime amministrativo, vale a dire se l'intervento è libero o se serve una qualche forma di comunicazione, l'eventuale concentrazione dei regimi e i riferimenti normativi.

Le attività sono divise in 3 sezioni, di cui la Sezione III – Ambiente – ricomprende:

- AIA - Autorizzazione integrata ambientale
- VIA - Valutazione di impatto ambientale
- AUA - Autorizzazione unica ambientale
- Emissioni in atmosfera
- Gestione rifiuti
- Inquinamento acustico
- Scarichi idrici
- Dighe
- Altri procedimenti in materia di tutela dei corpi idrici

71

Il presente D.Lgs. entra in vigore l'11 dicembre 2016.

Direttiva (UE) 2016/2284 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 dicembre 2016, concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici, che modifica la Direttiva 2003/35/CE e abroga la Direttiva 2001/81/CE

La presente direttiva, al fine di tendere al conseguimento di livelli di qualità dell'aria che non comportino significativi impatti negativi e rischi significativi per la salute umana e l'ambiente, stabilisce gli impegni di riduzione delle emissioni per le emissioni atmosferiche antropogeniche degli Stati membri di biossido di zolfo (SO_2), ossidi di azoto (NO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), ammoniaca (NH_3), e particolato fine (PM_{2,5}) e impone l'elaborazione, l'adozione e l'attuazione di programmi nazionali di controllo dell'inquinamento atmosferico e il monitoraggio e la comunicazione in merito ai suddetti inquinanti e agli altri inquinanti.

Questa norma si applica alle emissioni delle sostanze inquinanti di cui all'allegato I provenienti da tutte le fonti presenti nel territorio degli Stati membri, nelle loro zone economiche esclusive e nelle zone di controllo dell'inquinamento.

La presente direttiva abroga, a decorrere dal giorno 1° luglio 2018, la Direttiva 2001/81/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2001 relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici.

Decreto Legge 30 dicembre 2016, n. 244 – Proroga e definizione di termini

Secondo quanto previsto dal comma 1 dell'articolo 12 del decreto vengono modificati i termini relativi al SISTRI.

In particolare la riduzione del 50% delle sanzioni previste per la mancata iscrizione al SISTRI e la non applicazione delle sanzioni relative al mancato utilizzo del SISTRI, la cui scadenza era prevista per il 31 dicembre 2016, restano in vigore fino alla data del subentro nella gestione del servizio da parte del nuovo concessionario, e comunque non oltre il 31 dicembre 2017.

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

Entro il mese di febbraio 2017 saranno pubblicate le tariffe di riferimento 2016 definitive (che terranno conto degli investimenti 2015 a consuntivo, delle dismissioni 2015 e dei contributi effettivi 2015), mentre entro il mese di marzo saranno pubblicate le tariffe di riferimento provvisorie 2017 (calcolate in base agli investimenti realizzati fino al 2016 a pre-consuntivo, alle dismissioni 2015 e stimando i contributi 2016).

Tariffe di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 2017

L'Autorità con Delibera 669/2016/R/gas ha approvato le proposte di ricavi di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale presentate per il 2017 dagli operatori, tra cui Retragas S.p.A..

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2017-2019

Con la Delibera 775/2016/R/gas l'Autorità ha definito i criteri per l'aggiornamento infra-periodo, a valere per il triennio 2017-2019, della regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas, aggiornando conseguentemente la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), a valere dal 1° gennaio 2017.

Il provvedimento fa seguito al DCO 629/2016 ed ha aggiornato alcuni elementi della regolazione tariffaria gas tra cui:

- il costo unitario per le verifiche metrologiche fissato pari a 50 euro per gruppo di misura maggiore di classe G6 elettronico attivo (rispetto ai 60,33 euro riconosciuti in precedenza);
- il costo standard unitario 2017 per lo *smart meter gas* di classe G4 o G6 fissato pari, rispettivamente, a 135 euro e a 170 euro (rispetto ai precedenti 120 e 160 euro);
- l'estensione agli investimenti relativi agli *smart meter gas* di classe G4 o G6 effettuati nel 2016 del loro riconoscimento integrale fino al 150% del costo standard;
- il rinvio dell'introduzione di componenti parametriche a copertura dei costi di telegestione/ concentratori e conferma del riconoscimento puntuale – seppure entro un limite determinato – degli investimenti effettuati.

Vengono confermati i valori dei tassi di recupero di efficienza (cd. *X-Factor*) validi per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per le attività di distribuzione (1,7% per operatori aventi più di 300.000 PDR e 2,5% per gli altri operatori), misura (0%) e commercializzazione (0%).

Inoltre, l'Autorità, con la medesima Delibera, ha provveduto ad aggiornare al 2017 l'importo delle componenti unitarie parametriche delle tariffe di riferimento per le attività di distribuzione, misura e commercializzazione, incrementando quest'ultima in particolare da 1,2 euro/PDR a 2 euro/PDR.

Servizio di distribuzione e misura del gas naturale: Testo Integrato Qualità

L'Autorità, con Delibera 686/2016/R/gas, ha provveduto a determinare i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2014. Unareti S.p.A. ha ottenuto premi complessivamente pari a circa 4,2 milioni di euro.

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..

L'Autorità, con Delibera 775/2016/R/gas, ha infine definito i criteri generali (completo adempimento degli obblighi, orientamento all'efficienza, rendicontazione separata) per il riconoscimento di costi sostenuti per le attività di separazione del marchio e delle relative politiche di comunicazione, prevedendo inoltre ulteriori approfondimenti – anche sul meccanismo regolatorio da applicare nei confronti degli operatori - da effettuarsi, eventualmente, anche tramite successive consultazioni.

75

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. n. 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 (cd. 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 (modifica tuttavia non recepita dal MiSE nel contratto tipo attualmente in vigore), 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%.

76

È atteso un D.M. 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 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 prezziari, 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. Unareti S.p.A., nel mese di gennaio 2017, ha presentato appello avverso a tale sentenza di fronte al Consiglio di Stato.

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.

Unareti S.p.A., nel rispetto della scadenza prevista, ha provveduto a presentare la propria offerta alla Stazione Appaltante; entro la stessa data risulta, inoltre, essere pervenuta anche l'offerta di 2i Reti Gas S.p.A. che, ad oggi, gestisce un'unica località dell'ATEM (Cinisello Balsamo pari a circa il 4% dei PDR a gara). La seduta pubblica per l'apertura dei plachi contenenti le offerte è stata il 27 marzo 2017. 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. L'iter di aggiudicazione delle gare si concluderà presumibilmente entro il prossimo 30 giugno.

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 in bassa tensione sono state definite con la Delibera 606/2016/R/eel.

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	531
RAB Misura	77
Totale	608

(*) Stima della società.

Entro febbraio 2017 saranno pubblicate le tariffe di riferimento 2016 definitive (che terranno conto degli investimenti 2015 a consuntivo, delle dismissioni 2015 e dei contributi effettivi 2015), mentre entro marzo 2017 saranno pubblicate le tariffe di riferimento provvisorie 2017

(in base agli investimenti realizzati fino al 2016 a pre-consuntivo, alle dismissioni 2015 e stimando i contributi 2016).

L'Autorità, inoltre, con la Delibera 734/2016/R/eel ha provveduto a definire le tariffe provvisorie 2016 per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

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 dei meccanismi previsti 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).

78

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 introduce i principi essenziali da eseguire per predisporre dei piani per 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, inoltre, individuato un possibile meccanismo di premi/penalità applicabile a questo tipo di iniziative. Una reti S.p.A. ha aderito a questa opportunità e ha predisposto alcune analisi inerenti il contesto geografico in cui opera la società, condivise con l'Autorità, unitamente ad una proposta di piano di incentivazione.

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.

L'Autorità, con la Delibera 781/2016/R/eel, ha ritenuto opportuno approfondire questi ultimi due temi attraverso un'opportuna consultazione (da tenersi nel corso del 2017), in modo tale da tener adeguatamente conto di alcune problematiche segnalate dagli operatori, nonché

esplorare più approfonditamente le possibili sinergie tra i piani di messa in servizio dei misuratori di seconda generazione e le sperimentazioni *smart city*.

L'Autorità, infine, con Delibera 685/2016/R/eel ha provveduto a determinare premi e penalità relativamente all'anno 2015 per la qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Unareti S.p.A. ha ottenuto premi complessivamente pari a circa 1,5 milioni di euro.

Misuratori 2.0 dell'energia elettrica in BT e relativi sistemi di *smart metering*

Con Delibera 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito:

- a. i requisiti funzionali o specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (o versione 2.0);
- b. i 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.

79

In collaborazione con AGCOM, l'Autorità valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementali con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza (Allegato C).

Il provvedimento costituisce l'attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e segue il DCO 416/2015/R/eel.

Il Gruppo A2A ritiene che il contatore sia uno strumento non solo utile al fine di favorire una maggiore consapevolezza da parte degli utenti sui propri consumi ma anche per consentire lo sviluppo di nuovi servizi (*Demand Response*) oltre che per una miglior gestione della rete.

Il processo di installazione degli attuali 37 milioni circa di contatori 1G è iniziato nel 2001 da parte di Enel Distribuzione (oggi e-distribuzione) ed ha coinvolto i distributori con diverse tempestiche. Nel rispetto di quanto previsto dalla Delibera 292/2006/R/eel, 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 Delibera 646/2016/R/eel l'Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli attuali *smart meter* 1G. In particolare:

- non è stata definita, almeno inizialmente, una *deadline* per la presentazione del piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G né un obbligo per l'avvio della sostituzione;
- ha chiarito il percorso amministrativo da seguire e i documenti da presentare all'Autorità qualora un distributore intenda avviare un piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G;

- ha individuato le modalità di accesso ad una procedura di valutazione di tipo *fast track* (della durata di 90 giorni) in alternativa alla valutazione ordinaria (della durata di 180 giorni) qualora siano rispettati alcuni limiti per la differenza di costo tra misuratori 2G e 1G (in caso contrario i piani di messa in servizio saranno sottoposti ad un'attenta analisi costi/benefici);
- ha confermato la metodologia della *Total Expenditure* (TOTEX)⁽³⁾ per il riconoscimento dei costi, anche se limitata – nella fase iniziale – ai soli costi di capitale;
- ha definito 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 2G 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, nonché delle possibili economie di scala attivabili, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione così da minimizzare gli *stranded cost*. Nel caso in cui gli operatori ritengano insufficiente l'incentivo alla sostituzione anticipata, si avrebbe il rischio 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.

80

Testo Integrato Fatturazione (TIF)

Con la Delibera 463/2016/R/com e s.m.i. l'Autorità ha approvato:

- a. il Testo Integrato Fatturazione (TIF) che definisce 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);
- b. 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.

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 di 10 euro in caso di mancata messa a disposizione da parte del distributore, per due mesi consecutivi (tre mesi consecutivi, per il solo anno 2017), 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 cause di forza maggiore o a cause imputabili a terzi.

Il TIF entra in vigore a partire dal 1° gennaio 2017.

(3) L'Autorità ha intenzione di sviluppare, con decorrenza dal 2020, ossia dalla seconda parte del V periodo regolatorio elettrico, una metodologia di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale.

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 n. 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 n. 179/12 convertito in Legge n. 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. n. 152 del 2006 apportate dall'art. 7 D.L. n. 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 nella Provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno (fatte salve le salvaguardie di legge) delle altre diverse forme di gestione presenti sul territorio di competenza.

Con Delibera n. 23 del 30 settembre 2016 l'EGA ha successivamente affidato il SII ad Acque Bresciane S.r.l., società a totale capitale pubblico che presenta ogni presupposto soggettivo ed oggettivo per assicurare la piena conformità al modello cosiddetto *in house providing*. È stabilito, inoltre, che le gestioni d'Ambito, cosiddette aggregate ad A2A Ciclo Idrico S.p.A., affidate ad Acque Bresciane S.r.l. saranno prese in carico dalla società solo a seguito del riconoscimento al gestore uscente del valore residuo di subentro, determinato dall'EGA, ai sensi della Convenzione per la gestione del SII, che dovrà essere perfezionata non oltre il termine del vigente periodo regolatorio (2016-2019).

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 di euro/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 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.

82

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 (2017-2021) 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 A2A Ciclo Idrico S.p.A. e ASVT S.p.A.; la Delibera è stata approvata dal Consiglio Provinciale il 28 ottobre 2016.

Con Delibera 807/2016/R/idr l'Autorità ha approvato le predisposizioni tariffarie proposte, per il periodo 2016-2019, dall'Ufficio d'Ambito di Brescia per A2A Ciclo Idrico S.p.A., ASVT S.p.A. e per gli altri gestori dell'Ambito di Brescia.

Per A2A Ciclo Idrico S.p.A. sono confermati i valori del parametro *theta* già applicato per gli anni 2012-2015 mentre per il periodo 2016-2019 la Delibera ha stabilito un incremento annuo pari all'8,5% ed un importo massimo dei conguagli da riportare in anni successivi al 2019 pari a 11,4 milioni di euro.

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 2016-2019.

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.

In data 23 dicembre 2016 l'EGA di Brescia ha trasmesso all'Autorità, per conto di A2A Ciclo Idrico S.p.A., un'istanza di deroga dall'applicazione della Delibera 218/2016/R/idr relativamente all'art. 7.4, lettera i), dell'Allegato A. La deroga è relativa alla procedura delle informazioni preliminari che devono essere trasmesse agli utenti finali circa i tentativi di lettura.

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.

DPCM 13 ottobre 2016 recante “Tariffa sociale del servizio idrico integrato”

Il provvedimento, pubblicato nella G.U. del 18 novembre 2016, fissa in 50 litri/abitante/giorno il quantitativo minimo vitale necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali, a cui corrisponde una fascia di consumo annuo agevolato per tutte le utenze domestiche residenti che sarà stabilita dall’Autorità insieme alla relativa tariffa agevolata.

85

Per facilitare l’accesso all’acqua degli utenti domestici o dei nuclei familiari in accertate condizioni di disagio economico-sociale, l’Autorità dovrà altresì prevedere un “bonus acqua”, pari al corrispettivo annuo per la fornitura del quantitativo minimo vitale a tariffa agevolata. Sarà la stessa Autorità a disciplinare i requisiti di accesso al *bonus* in base all’indicatore ISEE “*in coerenza con gli altri settori dalla stessa regolati*”, nonché le modalità di accesso, di riconoscimento e di erogazione del bonus. Quest’ultimo sarà riconosciuto in bolletta dalla data di verifica dei requisiti prescritti.

Nel mese di dicembre 2016 A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha già attivato il proprio Bonus Idrico – come previsto dalla Delibera n. 16 del 5 luglio 2016 dell’EGA di Brescia - che consentirà alle famiglie in difficoltà economica di ridurre la spesa per il servizio idrico integrato (acquedotto, fognatura, depurazione) scontando una somma equivalente al costo di 55 litri giornalieri, pari a 20 metri cubi l’anno. Gli importi scontati dalla società saranno esclusi dal riconoscimento dei costi ai fini tariffari.

L’iniziativa costituisce una concreta opportunità per rispondere alle crescenti richieste delle famiglie residenti nel territorio servito e colpite da disagio economico, soprattutto in questo periodo di forte crisi del sistema produttivo.

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 cognizione 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.

86

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/R/tlr 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 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 regolazione 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).

Nell'ultimo trimestre del 2016 l'Autorità ha predisposto due raccolte dati avviate nell'ambito di due indagini conoscitive di cui, rispettivamente, alla Delibera 562/2016/R/tlr inerente i dati in materia di modalità e contributi per l'allacciamento dell'utenza alle reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento e per la disconnessione dell'utenza dalle medesime reti, e alla Delibera 574/2016/E/tlr inerente i dati in materia di sistemi di misura e di qualità delle attività di distribuzione, di misura e di vendita.

Inoltre, con Delibera 617/2016/R/tlr l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei costi connessi con la suddivisione delle spese di riscaldamento e raffrescamento negli edifici con più unità immobiliari ai sensi di quanto disposto dal D.Lgs. n. 102/2014 come integrato dal D.Lgs. 18 luglio 2016, n. 141. L'ambito di applicazione del procedimento include sia gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento, sia gli edifici serviti da altri sistemi centralizzati per la climatizzazione e l'acqua igienico sanitaria. Con la Delibera 768/2016/E/tlr il termine di conclusione del procedimento è stato prorogato al 30 aprile 2017.

Il decreto cd. "Milleproroghe 2017" ha spostato di altri 6 mesi il termine ultimo per provvedere all'installazione delle termovalvole per condomini e proprietari di appartamento al fine di adeguare il riscaldamento centralizzato della loro abitazione a quanto previsto dalla Direttiva europea sull'efficienza energetica, ovvero dal 31 dicembre 2016 al 30 giugno 2017.

Certificati Bianchi e incentivi al teleriscaldamento

Unareti S.p.A. è il terzo distributore 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.

Nel corso del 2016 si sono risolte alcune problematiche con il GSE relativamente a progetti di efficienza energetica afferenti agli sviluppi della rete di teleriscaldamento di Milano (alimentata dal calore del termovalorizzatore di Silla) nel periodo 2009-2011 con un rilascio complessivo di circa 250.000 CB a chiusura dei progetti.

Al momento per effetto del D.M. 22 dicembre 2015 (che ha revocato la Scheda 22T recante la metodologia di calcolo degli incentivi allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento) non è più possibile ottenere incentivi su una rete di teleriscaldamento qualora la stessa sia alimentata da un impianto avente produzione combinata di energia elettrica e calore.

Parte dei CB oggetto dei rilasci è stata utilizzata entro il 30 maggio 2016 per adempiere all'obbligo di Unareti S.p.A. mentre la restante quota sarà contabilizzata a Conto Economico nel momento in cui i CB saranno venduti a terzi.

88

Al 31 dicembre 2016 il Gruppo A2A dispone di un magazzino CB come di seguito dettagliato:

	Scadenza	Totale CB
Certificati Bianchi	Senza scadenza	375.405

Si segnala, infine, la prossima adozione di un D.M. MiSE recante le *Nuove Linee Guida sui Certificati Bianchi* contenente gli obblighi per i distributori di energia elettrica e gas relativamente agli anni 2017-2020 oltre che i nuovi criteri per il riconoscimento di CB da progetti di efficienza energetica.

Business Unit Estero

Il Gruppo A2A è presente all'estero sui principali mercati di elettricità e gas, con la produzione e con la distribuzione di energia elettrica nell'area dei Balcani.

Nel gennaio 2016 è stata istituita la *Business Unit Estero*, che si occupa di individuare e sviluppare le iniziative di *business development cross* per il Gruppo, e di coordinare le iniziative gestite dalle Strutture Organizzative che nelle Società si occupano di attività estere. La *Business Unit Estero* coordina le attività svolte dalla partecipata EPCG in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica.

EPCG

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 emanato un atto regolamentare (*"Decree on the Tariff System for the Establishment of Preferential Prices of Electricity from Renewable Sources of Energy and Efficient Co-generations"*), con il quale ha determinato tariffe incentivanti per l'acquisto di energia elettrica ai fini del sostegno della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Per l'acquisto dell'energia prodotta da impianti dei produttori privilegiati, sono previste particolari misure incentivanti, prescritte dalla Legge sull'energia del 2010 e del 2016, e le quali sono realizzate particolarmente con i *Power Purchase Agreements*, stipulati tra i produttori privilegiati e l'operatore di mercato. Le misure incentivanti consistono in prezzi garantiti, acquisto garantito ed esonero dal costo di dispacciamento dei produttori privilegiati della validità di 12 anni, a prezzi corretti annualmente per l'importo di inflazione.

Nell'ottobre 2012, in base alla Direttiva 2009/28/CE, da parte della Comunità dell'Energia al Montenegro è stato fissato un obiettivo vincolante da raggiungere al 2020. Questo obiettivo

definisce che la produzione da fonti rinnovabili nel 2020 sarà pari al 33%, sul complessivo consumo finale di energia in Montenegro.

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

Il primo periodo regolatorio triennale è iniziato il 1° agosto 2012 ed è terminato a fine 2015, mentre il nuovo periodo regolatorio è iniziato il 1° gennaio 2016, con la decorrenza dell'anno solare.

Alla metà del primo periodo regolatorio triennale, a fine dicembre 2013, la RAE (l'Agenzia di Regolazione) ha inaspettatamente emanato la modifica della metodologia vigente di determinazione del ricavo regolatorio del gestore del sistema di trasmissione. Con la metodologia sopra citata è stato introdotto il corrispettivo pagato dai produttori allacciati al sistema di trasmissione. La prima decisione della RAE, con la quale è stato determinato relativo corrispettivo in base alla metodologia modificata, è stata emanata il 30 dicembre del 2013, con l'applicazione dal 1° gennaio 2014 al 31 luglio 2015, e la quale è stata successivamente prorogata fino alla fine del 2015.

90

EPCG ha presentato ricorso per l'annullamento della decisione di cui trattasi, 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, e poi il gestore del sistema di trasmissione (CGES), in un nuovo processo, ha emanato una nuova decisione, comprendente gli stessi importi dei corrispettivi, la quale è stata approvata dalla RAE all'inizio dell'agosto 2014. La nuova decisione è stata impugnata dall'EPCG presso le sedi competenti. Il Tribunale amministrativo ha respinto il ricorso dell'EPCG, mentre è in attesa la decisione sul ricorso di EPCG, da parte della Corte costituzionale del Montenegro.

Alla fine del 2015 la RAE ha determinato le tariffe per un nuovo periodo regolatorio 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, ha previsto una riduzione di circa l'1%.

Si segnala che nel gennaio 2016 è entrata in vigore la nuova Legge sull'energia che ha stabilito le tariffe per il 2017 ed un *framework* regolatorio per il triennio 2017-2019. Le modifiche legislative rispetto alla precedente Legge sull'energia impattano notevolmente sul funzionamento di EPCG – FU Supply e impattano positivamente i ricavi di EPCG, in quanto le tariffe per l'attività di distribuzione, sebbene in diminuzione nel 2017 del 5% rispetto al valore del 2016, risultano essere in crescita di circa il 3% all'anno nel periodo 2017-2019. Si consideri che tale incremento è stato già approvato dall'Autorità competente (Regulatornoj agenciji za energetiku – "RAE") e che il *framework* regolatorio prevede eventuali incrementi tariffari fino

al 7%. Tale decisione della RAE consente al *management* di EPCG di avere visibilità degli andamenti tariffari a lungo termine.

Con la nuova legge si abolisce, dal 1° gennaio 2017, il ruolo del fornitore pubblico; EPCG diventa fornitore di mercato. Inoltre, il prezzo dell'energia elettrica, per gli utenti industriali, è stabilito in base alle condizioni di mercato, mentre, per le utenze domestiche e piccole utenze, sono stati stabiliti *cap* annuali relativi all'aumento del prezzo dell'energia elettrica almeno in vigore fino a quando si svilupperà maggiore concorrenza nel settore e comunque non oltre il 2019.

POST
PADA





Risultati consolidati
e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2016, confrontati con il 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 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni
Ricavi	5.093	4.921	172
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	4.813	4.732	81
- Altri ricavi operativi	280	189	91
Costi operativi	(3.221)	(3.244)	23
Costi per il personale	(641)	(629)	(12)
Margine operativo lordo	1.231	1.048	183
Ammortamenti e svalutazioni	(690)	(754)	64
Accantonamenti	(85)	(79)	(6)
Risultato operativo netto	456	215	241
Risultato da transazioni non ricorrenti	56	(1)	57
Oneri netti di gestione finanziaria	(154)	(134)	(20)
Quota di risultato di società consolidate ad equity	(4)	(4)	-
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	354	76	278
Oneri per imposte sui redditi	(117)	(133)	16
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	237	(57)	294
Risultato netto da attività operative cessate	2	-	2
Risultato di pertinenza di terzi	(15)	130	(145)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	224	73	151

Nel 2016, i "Ricavi" del Gruppo A2A, sono risultati pari a 5.093 milioni di euro, in crescita di 172 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+3,5%). Al netto del contributo di LGH (pari a

circa 194 milioni di euro), i ricavi di consolidato nel 2016 sono risultati sostanzialmente in linea con quelli dell'anno precedente.

Il **“Margine Operativo Lordo”** è risultato pari a 1.231 milioni di euro, in crescita di 183 milioni di euro rispetto al 2015.

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

Milioni di euro	31 12 2016	31 12 2015	Delta	Delta %
Generazione e Trading	404	348	56	16,1%
Commerciale	144	102	42	41,2%
Ambiente	240	210	30	14,3%
Reti e Calore	397	353	44	12,5%
Esterio	69	53	16	30,2%
Altri Servizi e Corporate	(23)	(18)	(5)	n.s.
Totale	1.231	1.048	183	17,5%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 404 milioni di euro, in aumento di 56 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015.

Hanno contribuito a tale crescita:

- il consolidamento della *Business Unit* Generazione e *Trading* del Gruppo LGH (circa 4 milioni di euro);
- la 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. (circa -7 milioni di euro);
- l'impatto di proventi non ricorrenti per 52 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2015).

Al netto degli effetti non ricorrenti e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in crescita di 15 milioni di euro (+4,5%), nonostante l'uscita della centrale termoelettrica di San Filippo del Mela dal regime di essenzialità a fine maggio 2016 (-32 milioni di euro). Lo scenario energetico, negativo nei primi nove mesi del 2016, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ha registrato una rilevante inversione di tendenza nell'ultimo trimestre anche a seguito della fermata di alcuni impianti nucleari francesi che ha determinato una significativa contrazione delle quantità importate e una correlata crescita di domanda (e di prezzo) sul mercato domestico, sia MGP che del dispacciamento. Tale scenario ha beneficiato soprattutto gli impianti a gas – CCGT – che dopo anni di redditività negativa o comunque limitata hanno registrato marginalità in forte crescita. Alla crescita ordinaria del margine hanno inoltre contribuito l'ottima *performance* registrata nel mercato dei titoli ambientali, nonché il piano di efficienza operativa. Ha invece contribuito negativamente alla *performance* della *Business Unit* il minore margine realizzato sulle attività del portafoglio di *Trading*.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Commerciale si è attestato a 144 milioni di euro, in crescita di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015.

Al netto delle partite non ricorrenti (24 milioni di euro nel 2016, 12 milioni di euro nel 2015) e del contributo del consolidamento del Gruppo LGH (7 milioni di euro), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta in aumento del 26% (23 milioni di euro). La crescita maggiore si è registrata nel comparto della vendita di energia elettrica anche grazie agli effetti delle Delibera n. 659/2015 dell'AEEGSI relativamente all'aggiornamento delle componenti regolate a copertura dei costi di commercializzazione sia del mercato tutelato che libero. Al netto delle componenti regolatorie, la *Business Unit* ha beneficiato dell'apporto positivo derivante dallo sviluppo commerciale sul mercato libero, riportando un incremento del numero di clienti serviti di oltre 100 mila unità, in linea con gli obiettivi del piano strategico.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 240 milioni di euro, in crescita di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato include l'apporto positivo, pari a 11 milioni di euro, derivante dal consolidamento del comparto ambiente di LGH.

96

Al netto delle componenti positive non ricorrenti che sono risultate in crescita di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente, il margine operativo industriale della *Business Unit* cresce di 14 milioni di euro (+6,8%) rispetto al 2015. Alla crescita dei risultati dell'esercizio 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 dalla maggiore produzione di energia elettrica, 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 dalla positiva dinamica 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.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 397 milioni di euro, in crescita di 44 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015.

Al netto delle partite non ricorrenti positive per 43 milioni di euro (+49 milioni rispetto al 2015), il margine operativo della *Business Unit* risulta in flessione di circa 5 milioni di euro (-1,4%) rispetto all'anno precedente.

Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- minori ricavi ammessi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas e altre partite regolate complessivamente per circa 21 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 genere del periodo regolatorio, oltre che all'aggiornamento del WACC sopracitato. Si sono registrati inoltre nel comparto elettrico minori ricavi per allacciamenti e prestazioni per circa 5 milioni di euro, mentre nel comparto gas maggiori premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas;
- minori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 11 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;
- maggiori ricavi di competenza dell'esercizio 2016 relativi al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 2 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI;
- minori costi fissi dell'intera *Business Unit* Reti e Calore per circa 18 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 2 milioni di euro rispetto a quelli dell'esercizio 2015.

Si segnala infine che il consolidamento del comparto reti e calore del Gruppo LGH ha determinato nel 2016 una crescita della marginalità della *Business Unit* per circa 12 milioni di euro.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Estero, interamente attribuibile alla controllata EPCG, è risultato pari a 69 milioni di euro, in crescita di 16 milioni di euro rispetto all'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 775 milioni di euro (833 milioni di euro al 31 dicembre 2015), di cui 43 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre dell'esercizio (20 milioni di

euro di ammortamenti, 16 milioni di euro di svalutazioni e 7 milioni di euro di accantonamenti), ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 429 milioni di euro (395 milioni di euro al 31 dicembre 2015), svalutazioni nette di immobilizzazioni materiali e immateriali per 261 milioni di euro (359 milioni di euro al 31 dicembre 2015) ed accantonamenti netti per 85 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 690 milioni di euro (754 milioni di euro al 31 dicembre 2015), di cui 36 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione, e registrano un decremento complessivo di 64 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali, sono in aumento per 1 milione di euro e si riferiscono:

- a maggiori ammortamenti, per 9 milioni di euro, di cui 6 milioni di euro riferibili al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione e 3 milioni di euro relativi all'implementazione di sistemi informativi;
- a minori ammortamenti per 8 milioni di euro principalmente riconducibili all'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.

98

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 33 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 e riguardano:

- maggiori ammortamenti, per 18 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2015;
- maggiori ammortamenti, per 8 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;
- maggiori ammortamenti, per 9 milioni di euro, relativi al maggior numero di ore di funzionamento dei CCGT delle Centrali di Sermide, Chivasso, Cassano e Piacenza;
- maggiori ammortamenti, per 14 milioni di euro, relativi al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione;
- minori ammortamenti, per 8 milioni di euro, conseguenti le svalutazioni degli assets 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.

Le svalutazioni nette di immobilizzazioni ammontano a 261 milioni di euro e si riferiscono, per 312 milioni di euro, a svalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali, di cui 16 milioni di euro riferite al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione e per 51 milioni di euro al ripristino di valore di immobilizzazioni materiali. Le svalutazioni di immobilizzazio-

ni materiali ed immateriali accolgono principalmente, per 202 milioni di euro, la svalutazione dell'impianto termoelettrico di Monfalcone a seguito dei risultati emersi dalla perizia eseguita da un perito esterno indipendente; sono state svalutate, per 68 milioni di euro, le centrali di Gissi e Piacenza; per 21 milioni di euro è stato svalutato l'avviamento relativo alla CGU "A2A Reti elettriche" e per 16 milioni di euro si è proceduto alla svalutazione parziale dell'avviamento del Gruppo LGH, mentre il "Ripristino di valore delle immobilizzazioni" pari a 51 milioni di euro è relativo all'impianto di San Filippo Del Mela.

Le svalutazioni sono state effettuate sulle immobilizzazioni materiali ed immateriali a seguito dei risultati emersi in fase di *Impairment Test*, eseguito sugli stessi da un perito esterno indipendente nominato dal Gruppo; tali svalutazioni sono finalizzate ad adeguare il loro valore contabile alle minori prospettive reddituali come risulta dall'attività svolta ai fini dell'*Impairment Test*.

Gli "Accantonamenti per rischi" sono pari a 61 milioni di euro (57 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e sono stati effettuati a fronte di contenziosi in atto, nonché a cause in corso, per 93 milioni di euro (di cui 7 milioni di euro riferiti al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione), il cui effetto risulta parzialmente compensato dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 32 milioni di euro, di cui 5 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione. L' "Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 24 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2015) comprensivi, per 5 milioni di euro, degli accantonamenti delle società di nuova acquisizione.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il "**Risultato Operativo Netto**" ha raggiunto i 456 milioni di euro (215 milioni di euro al 31 dicembre 2015), in aumento di 241 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Il "**Risultato da transazioni non ricorrenti**" risulta positivo per 56 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 31 dicembre 2015) ed è relativo, principalmente, 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 154 milioni di euro (134 milioni di euro al 31 dicembre 2015) di cui 9 milioni di euro riferiti al primo consolidamento delle società di nuova acquisizione. L'incremento rispetto al precedente esercizio, di circa 20 milioni di euro, è riconducibile principalmente all'iscrizione di maggiori oneri, per 36 milioni di euro, correlati all'operazione di riacquisto parziale delle obbligazioni con scadenza 2019 e 2021 per un importo rispettivamente di 182 milioni di euro e 70 milioni di euro. Tale onere è determinato dalla differenza tra il prezzo di riacquisto ed il valore di iscrizione a bilancio dei *bond* oggetto dell'operazione.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta negativa per 4 milioni di euro (invariata rispetto al 31 dicembre 2015) ed è riconducibile principalmente alle svalutazioni delle partecipazioni riferite alle società Rudnik Uglja Ad Pljevlja e Premiumgas S.p.A. e alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nell’esercizio in esame sono risultati pari a 117 milioni di euro (133 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Il “**Risultato netto da attività operative cessate**” risulta pari a 2 milioni di euro (nessun valore al 31 dicembre 2015) ed è correlato ad attività in dismissione del Gruppo LGH.

Il “**Risultato d’esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 224 milioni di euro (positivo per 73 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Situazione patrimoniale e finanziaria

100

Capitale Immobilizzato netto

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, è pari a 6.129 milioni di euro, in aumento di 300 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Le variazioni al 31 dicembre 2016 sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali presentano una variazione di 13 milioni di euro a seguito:
 - del primo consolidamento delle società di nuova acquisizione per 340 milioni di euro;
 - degli investimenti effettuati pari a 259 milioni di euro, essenzialmente nella *Business Unit Reti e Calore* per 111 milioni di euro, nella *Business Unit Ambiente* per 75 milioni di euro e nella *Business Unit Generazione e Trading* per 32 milioni di euro;
 - degli incrementi, per 18 milioni di euro, riferiti principalmente all’aumento del fondo *de-commissioning* e dei fondi spese chiusura e post-chiusura discariche dovuto principalmente alla variazione dei tassi di attualizzazione;
 - delle svalutazioni nette per 221 milioni di euro in conseguenza principalmente della svalutazione dell’impianto termoelettrico di Monfalcone per 202 milioni di euro in relazione ai risultati emersi dalla perizia eseguita da un perito esterno indipendente; sono state svalutate, per 68 milioni di euro, le centrali di Gissi e Piacenza, mentre si è proceduto al “Ripristino di valore delle immobilizzazioni” per 51 milioni di euro riferito all’impianto di San Filippo Del Mela alla luce delle prospettive reddituali legate alla Delibera 803/2016 che riconosce l’essenzialità degli impianti per il quinquennio 2017-2021;
 - degli smobilizzi per 9 milioni di euro al netto del relativo fondo ammortamento;
 - della riduzione per 374 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell’esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali mostrano un incremento di 376 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 attribuibile:

- per 339 milioni di euro all'effetto del primo consolidamento delle società di nuova acquisizione;
- per 123 milioni di euro agli investimenti effettuati nell'esercizio riferiti principalmente alla *Business Unit* Reti e Calore ed in particolare ad interventi di sviluppo e mantenimento di impianti di distribuzione gas, lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua e delle reti fognarie nonché implementazione di sistemi informativi;
- all'incremento per 12 milioni di euro relativo principalmente alla variazione dei certificati ambientali del portafoglio industriale;
- alle svalutazioni effettuate per 40 milioni di euro riferite per 37 milioni di euro agli esiti degli *Impairment Test* effettuati al termine dell'esercizio che hanno determinato una svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU "A2A Reti elettriche" per 21 milioni di euro e per 16 milioni di euro alla svalutazione parziale dell'avviamento del Gruppo LGH;
- al decremento per 3 milioni di euro per smobilizzi effettuati nell'esercizio;
- alla riduzione per 55 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 80 milioni di euro e non presentano variazioni rispetto al 31 dicembre 2015 per effetto dell'incremento per 9 milioni di euro delle società di nuova acquisizione rettificato dalla riduzione per 5 milioni di euro delle partecipazioni in società collegate per le valutazioni effettuate nell'esercizio e dalla riduzione, per 4 milioni di euro, di altre attività finanziarie;
- le Altre Attività e Passività non correnti registrano una variazione negativa pari a 19 milioni di euro attribuibile per 7 milioni di euro al primo consolidamento delle società di recente acquisizione e per 12 milioni di euro prevalentemente all'aumento delle altre passività non correnti per effetto dell'iscrizione di clausole di *earn out* previste dai contratti sottoscritti per l'acquisizione delle nuove partecipazioni avvenute nel corso dell'esercizio;
- la variazione in aumento delle Attività/Passività per imposte anticipate/differite pari a 55 milioni di euro è riferibile, oltre che alla variazione positiva per 9 milioni di euro derivante dal primo consolidamento delle acquisizioni dell'esercizio, all'incremento delle imposte anticipate a titolo di IRES e di IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali;
- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano un incremento di 92 milioni di euro: a tale incremento hanno contribuito, oltre agli effetti del primo consolidamento delle società acquisite nel 2016 pari a 74 milioni di euro, gli accantonamenti netti per 61 milioni di euro che hanno riguardato principalmente accantonamenti a fronte di oneri contrattuali, contenziosi fiscali, per canoni idroelettrici e le spese di chiusura e post-chiusura discariche, in parte compensati dagli utilizzi e dalle altre variazioni dell'esercizio complessivamente pari a -43 milioni di euro;
- i Benefici a dipendenti presentano una variazione in aumento pari a 33 milioni di euro, comprensiva del primo consolidamento delle acquisizioni del 2016 per 22 milioni di euro e dell'effetto della variazione dei tassi di attualizzazione.

Capitale di Funzionamento

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 277 milioni di euro in aumento di 97 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Le variazioni sono di seguito dettagliate:

- le Rimanenze presentano una variazione negativa per 25 milioni di euro conseguente all’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016, positivo per 20 milioni di euro, e alla variazione complessiva negativa pari a 45 milioni di euro riferibile principalmente alla diminuzione delle giacenze di combustibili e delle rimanenze di certificati ambientali del portafoglio di *trading*;
- i Crediti commerciali risultano pari a 1.821 milioni di euro (1.485 milioni di euro al 31 dicembre 2015), con un incremento di 83 milioni di euro, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 per 253 milioni di euro. La variazione positiva è principalmente riferita all’incremento dei crediti correlati all’iscrizione (a partire dal 1° gennaio 2016) degli incentivi sulla produzione netta da fonti rinnovabili che ha sostituito il diritto ai certificati verdi, all’aumento dei crediti per l’iscrizione di ricavi non ricorrenti (riferiti alla controllata A2A Ciclo Idrico S.p.A.) per il riconoscimento di partite tariffarie pregresse riferite agli esercizi 2007-2011, nonché alla riduzione, nell’ultimo trimestre dell’esercizio, rispetto al corrispondente periodo dell’esercizio precedente, della cessione di crediti pro-soluto. Il Fondo rischi su crediti è pari a 353 milioni di euro e presenta, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 pari a 44 milioni di euro, un decremento di 6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015;
- le Altre attività correnti presentano un saldo pari a 388 milioni di euro rispetto ai 167 milioni di euro al 31 dicembre 2015 e, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 pari a 27 milioni di euro, evidenziano un incremento di 194 milioni di euro riferito principalmente all’incremento per 225 milioni di euro dei derivati su *commodity* per le valutazioni a *fair value* effettuate al termine dell’esercizio rettificato dalla riduzione dei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e degli altri crediti;
- i Debiti commerciali ammontano a 1.384 milioni di euro e presentano un incremento pari a 51 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni perfezionate nel 2016, pari a 163 milioni di euro;
- le Altre passività correnti sono pari a 744 milioni di euro e, al netto del primo consolidamento delle acquisizioni 2016 pari a 62 milioni di euro, presentano un incremento di 168 milioni di euro rispetto al precedente esercizio riferito essenzialmente all’incremento degli strumenti derivati correnti pari a 208 milioni di euro, relativi alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity* in essere al termine dell’esercizio. Tale incremento è stato parzialmente compensato dal decremento dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 28 milioni di euro rispetto 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 all’esercizio in esame, e dalla diminuzione dei debiti verso l’Erario per accise e ritenute per 21 milioni di euro;

- le Attività e Passività per imposte correnti ammontano a 37 milioni di euro e, non considerando gli effetti del primo consolidamento delle società di nuova acquisizione pari a 2 milioni di euro, presentano un aumento di 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 in conseguenza della rilevazione delle imposte di competenza dell'esercizio.

Le **"Attività/Passività destinate alla vendita"** sono pari a 1 milione di euro in riduzione per 146 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..

Il **"Capitale investito"** consolidato al 31 dicembre 2016 ammonta a 6.407 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.271 milioni di euro, di cui 120 milioni di euro riferiti alle interessenze dei soci terzi derivanti dalle società di nuova acquisizione, e nella Posizione Finanziaria per 3.136 milioni di euro, di cui 382 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società di nuova acquisizione.

Patrimonio netto

103

La movimentazione complessiva del **"Patrimonio netto"** è positiva per complessivi 12 milioni di euro. Il risultato dell'esercizio ha prodotto un effetto positivo per 224 milioni di euro compensato dalla distribuzione del dividendo per 126 milioni di euro, dalla variazione negativa degli interessi delle minoranze per 59 milioni di euro, nonché dalle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 dei derivati *Cash flow hedge* e dagli effetti dell'adozione dello IAS 19 *Revised* – benefici a dipendenti. Gli **"Interessi di minoranze"** ammontano a 554 milioni di euro (613 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e includono la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza del Gruppo LGH per 120 milioni di euro.

La **"Posizione finanziaria netta"** si attesta a 3.136 milioni di euro (2.897 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Il flusso di cassa generato nell'esercizio è stato positivo e pari a 230 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 126 milioni di euro, investimenti dell'esercizio per 424 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 2.667 milioni di euro.

<i>Milioni di euro</i>	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.129	5.829	300
- Immobilizzazioni materiali	5.080	5.067	13
- Immobilizzazioni immateriali	1.724	1.348	376
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	80	80	-
- Altre attività/passività non correnti (*)	(85)	(66)	(19)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	363	308	55
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(668)	(576)	(92)
- Benefici a dipendenti	(365)	(332)	(33)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(168)</i>	<i>(143)</i>	
Capitale di funzionamento	277	180	97
- Rimanenze	159	184	(25)
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	2.209	1.652	557
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(2.128)	(1.684)	(444)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	37	28	9
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(38)</i>	<i>(37)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	1	147	(146)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.407	6.156	251
 FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.271	3.259	12
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.395	3.059	336
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(259)	(162)	(97)
Totale Posizione finanziaria netta	3.136	2.897	239
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>15</i>	<i>27</i>	
TOTALE FONTI	6.407	6.156	251

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

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(2.897)	(3.363)
Apporto primo consolidamento LGH ed altre acquisizioni	(382)	-
Scissione ramo Edipower a favore di Cellina Energy	(38)	-
Risultato netto (**)	181	(57)
Ammortamenti	429	395
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	267	364
Risultato da partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	4	4
Imposte nette pagate	(168)	(59)
Variazioni delle attività e delle passività (*)	89	249
Flussi finanziari netti da attività operativa	802	896
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(386)	(341)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(123)	(4)
Cessione di immobilizzazioni e partecipazioni	6	7
Dividendi incassati da partecipazioni	1	2
Acquisizione azioni proprie	-	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(502)	(336)
Free cash flow	300	560
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	12	24
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.136)	(2.897)

(*) 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 nel corso dell'esercizio

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.

107

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.

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 soprattinte 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" - come effetto di maggiori risparmi e margini;
- il rafforzamento della crescita attraverso 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.

110

Indagine relativa ai contratti di servizio di 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 S.p.A., 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. 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 (non-nominativamente identificate) società controllate da A2A S.p.A..

Sotto un diverso profilo, i contratti di servizi tra EPCG e le società del Gruppo A2A - i quali, pur beneficiando della succitata esenzione, avrebbero necessitato dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di EPCG - non sarebbero stati esplicitamente approvati da tale organo, 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, 2015 e 2016, 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* italiano 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. Sulla base di quanto attualmente noto, l'ex *CFO* è accusato - insieme ad altri due precedenti *manager* italiani 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 data 6 maggio 2016 l'ex *CFO* è stato liberato dietro versamento di una cauzione e il sequestro del passaporto. In data 7 dicembre 2016 ha potuto riavere il passaporto e fare ritorno in Italia. Tenuto conto del fatto che in Montenegro esiste una legge sulla responsabilità delle persone giuridiche per i reati commessi dai loro *manager* nell'interesse delle stesse, non si può inoltre escludere un'eventuale estensione delle indagini ad A2A S.p.A..

Sulla base delle valutazioni effettuate, di quanto precede e delle informazioni ad oggi disponibili, e tenuto altresì conto del fatto che A2A e altre società del Gruppo non sono al momento destinatarie di alcun provvedimento, A2A ritiene che il rischio 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.

112

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.

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 Edi-power 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 perse-

guire, 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.

114

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 antismog, offrendo al contempo alla città un valido strumento per il recupero estetico delle superfici deturpare. 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.

A2AS.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.

115

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 diatermici 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

116

Con la Deliberazione n. 16/2016 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito 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. L'esercizio 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 2016 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 prorogata, in data 29 marzo 2017, al 30 giugno 2017.

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 30 settembre 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.

117

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.

118

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. e 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 innalzamento 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.

Si informa che in data 13 marzo A2A ha ricevuto per conoscenza la comunicazione di istanze istruttorie, PG 38120, adottata da Autorità Nazionale Anticorruzione, nel corso del procedimento derivato da un esposto presentato da alcuni cittadini, consiglieri regionali e parlamentari del Movimento 5 Stelle con cui è stato chiesto all'Autorità di verificare la legittimità della modalità con cui i venditori hanno proceduto alla cessione di una quota di partecipazione nel capitale sociale di Linea Group Holding S.p.A.. Il procedimento prosegue con altre attività istruttorie e sarà completato con ulteriori delibere dell'Autorità.

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 ad A2A S.p.A. di allungare la durata media del proprio indebitamento a condizioni estremamente competitive.

119

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, dopo avere esaminato favorevolmente la proposta del Comune di Brescia di una parziale modifica del Patto parasociale, ha sottoposto al Consiglio comunale la proposta del nuovo Patto parasociale per le determinazioni finali di competenza.

In data 23 gennaio 2017 il Consiglio comunale di Milano ha approvato il nuovo Patto parasociale tra il Comune di Milano e il Comune di Brescia in merito alla partecipazione detenuta in A2A S.p.A. e ha fatto proprio l'impegno di non procedere all'alienazione di alcuna delle quote di proprietà del Comune di Milano.

Gruppo A2A: rilevato il 75% del capitale sociale di Consul System S.p.A.

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 S.p.A.. 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 S.p.A.: acquistato l'impianto di compostaggio di Sanitaria Group S.r.l.

A2A prosegue nella strategia di acquisizioni mirate ad ottenere benefici ambientali e migliorare i servizi offerti al territorio: attraverso la controllata A2A Ambiente S.p.A., 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.

Il prezzo dell'acquisizione è stato pari a 7,45 milioni di euro, comprensivo di un'area del valore di circa 1 milione di euro che potrà essere utilizzata da A2A Ambiente S.p.A. per progetti futuri.

Il margine operativo lordo medio annuo attribuibile al ramo d'azienda di Sanitaria Group S.r.l. è di circa 1,1 milioni di euro.

L'impianto di compostaggio, 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.

A2A S.p.A. in collaborazione con Fondazione Cariplo crea il banco dell'Energia

A2A S.p.A., con la collaborazione di Fondazione Cariplo e insieme a Fondazione AEM e Fondazione ASM, ha creato nel mese di novembre 2016 il banco dell'Energia, con l'obiettivo di raccogliere fondi per sostenere progetti di supporto alla famiglie a fasce sociali deboli.

L'aspetto innovativo del banco dell'Energia risiede anche nella modalità di raccolta fondi: per la prima volta, infatti, lo strumento per raccogliere le risorse destinate alle famiglie in difficoltà sarà la bolletta dei consumi elettrici e del gas.

Lo stanziamento previsto inizialmente è di 2 milioni di euro e A2A S.p.A., oltre a sostenere tutti i costi necessari per dare avvio al banco dell'Energia e per la raccolta fondi, si è impegnata al raggiungimento di una raccolta complessiva per un milione di euro, mentre un altro milione di euro verrà garantito da Fondazione Cariplo.

121

A2A S.p.A.: potenziato il depuratore di Verziano

Nei primi giorni di dicembre 2016 si sono conclusi i lavori di potenziamento e di ristrutturazione del depuratore di Verziano. L'investimento complessivo per i lavori sull'impianto, che è il più grande della provincia e serve la città di Brescia ed alcuni paesi dell'*hinterland*, è stato pari a 6,2 milioni di euro e ha consentito un incremento sia in termini di utenze gestite che di capacità di depurazione.

A2A S.p.A.: conclusa l'offerta di riacquisto sulle obbligazioni con scadenza 2019 e 2021

In linea con la strategia finanziaria del Gruppo, volta ad allungare la durata media del debito e a ottimizzare il profilo temporale delle scadenze, in data 25 novembre 2016 A2A S.p.A. ha lanciato un'offerta per il riacquisto parziale delle obbligazioni con scadenza 2019 e 2021, il cui

ammontare era pari rispettivamente a 750 e a 500 milioni di euro. In data 2 dicembre 2016 A2A S.p.A. ha comunicato i risultati finali e il *pricing* dell'offerta parziale di riacquisto rivolta ai detentori dei titoli con scadenza 2019 e dei titoli con scadenza 2021. Riacquistati rispettivamente per 182 milioni di euro e 70 milioni di euro.

Come indicato nel *Tender Offer Memorandum*, il prezzo di riacquisto per le obbligazioni scadenti entro il 2019 e il 2021 è stato pari rispettivamente al 113,4% e al 116%.

A2A S.p.A.: siglato con le Associazioni Consumatori il protocollo di negoziazione paritetica delle controversie

In data 1° dicembre 2016, dando seguito ai primi accordi del 2010, per la prima volta nella storia delle *multiutility* italiane il Gruppo A2A ha sottoscritto un protocollo di intesa con le Associazioni dei consumatori riconosciute dal Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti per la costituzione di un organismo di Negoziazione paritetica, al fine di risolvere rapidamente le controversie tra i clienti e le società del Gruppo A2A che si occupano di fornitura ed erogazione di energia elettrica, gas, acqua e teleriscaldamento.

122

L'accesso alla procedura è gratuito e vi si può accedere solo nei casi in cui non sia stata ricevuta risposta a reclami presentati nei riguardi delle società appartenenti al Gruppo A2A.

Gruppo A2A: bonus idrico a sostegno delle fasce sociali più deboli

Nel mese di dicembre 2016 il gruppo A2A ha proposto una nuova iniziativa, rivolta ai cittadini di Brescia e di altri 73 comuni della Provincia serviti da A2A Ciclo Idrico S.p.A., finalizzata al riconoscimento di un bonus idrico a sostegno delle famiglie economicamente svantaggiate.

Lo sconto sulla bolletta dell'acqua verrà applicato mediante l'assegnazione a ciascuno degli aventi diritto un abbuono di 55 litri di acqua al giorno, pari ad un consumo annuo di 20 metri cubi.

A2A Ciclo Idrico S.p.A. affiderà a soggetti istituzionali che attuano le politiche sociali sul territorio la gestione dell'accesso al bonus.

Unareti S.p.A.: cedute a e-Distribuzione S.p.A. le reti presenti in 18 comuni dell'*hinterland* milanese

In data 29 dicembre 2016 Unareti S.p.A., società del Gruppo A2A che gestisce la distribuzione di energia elettrica e di gas, ha sottoscritto un accordo per la cessione a e-Distribuzione S.p.A., società del Gruppo Enel che gestisce la rete elettrica, di circa 170 km di rete elettrica di distribuzione in media e bassa tensione, che serve oltre 6.000 clienti in 18 comuni dell'*hinterland* milanese.

L'accordo in oggetto è stato sviluppato coerentemente con la legislazione vigente in materia, che prevede la presenza di un solo operatore di distribuzione in ciascun comune.

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2016

A2A Ambiente S.p.A.: perfezionata la cessione della partecipazione in Bellisolina S.r.l.

In data 31 gennaio 2017 A2A Ambiente S.p.A. ha finalizzato la cessione a Ladurner della partecipazione detenuta in Bellisolina S.r.l.. L'operazione era stata resa necessaria in ottemperanza a una prescrizione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A S.p.A..

124

A2A S.p.A.: sottoscritto aumento di capitale sociale di Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.

In data 8 marzo 2017 A2A S.p.A. ha sottoscritto integralmente l'aumento del capitale sociale a pagamento pari a 5,8 milioni di euro della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., *multiutility* del bresciano specializzata in particolare nei settori acqua, rifiuti e gas; con la sottoscrizione, in seguito alla rinuncia all'esercizio del diritto di opzione da parte di tutti gli altri soci, ha aumentato la propria quota di partecipazione dal 49% al 65%.

I fondi derivanti dalla sottoscrizione saranno destinati ad interventi sul ciclo idrico integrato per il potenziamento dei sistemi di depurazione.

A2A S.p.A.: emissione di prestito obbligazionario

In data 9 marzo 2017 A2A S.p.A., in linea con la strategia finanziaria del Gruppo volta ad allungare la durata media del debito e a ottimizzare il profilo temporale delle scadenze, ha collocato con successo in *private placement* presso un numero ristretto di investitori qualificati un'emissione obbligazionaria di importo pari a 300 milioni di euro e della durata di sette anni con scadenza marzo 2024, da emettersi a valere sul proprio Programma *Euro Medium Term Notes*.

Le obbligazioni, il cui collocamento è stato curato da Morgan Stanley & Co. International plc, saranno disciplinate dalla legge inglese e avranno le seguenti caratteristiche: cedola annua a

tasso fisso pari a 1,25%, prezzo di emissione pari a 99,774% e tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza pari a 1,284%.

A partire dal 16 marzo 2017 le obbligazioni saranno quotate presso il mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo, subordinatamente alla sottoscrizione della relativa documentazione contrattuale.

Ispezione Centrale di Monfalcone

Nei giorni 8 e 9 marzo 2017, su disposizione della Procura della Repubblica di Gorizia, la Centrale di Monfalcone di A2A Energiefuture S.p.A. è stata oggetto di ispezione nel corso della quale sono stati effettuati rilievi e campionamenti (sul carbone in giacenza, sulle ceneri, sui residui di trattamento dei fumi, sulle emissioni dal camino) e acquisizioni documentali (sui server del sistema di monitoraggio delle emissioni, sui formulari di analisi del combustibile, ecc.).

Nel corso dell'ispezione sono stati notificati al capo centrale e a due suoi collaboratori altrettanti avvisi di garanzia in relazione allo svolgimento di indagini per un presunto reato di "inquinamento ambientale" ex art. 452 bis c.p. (reato introdotto dalla Legge n. 68 del 2015 e costituente un "reato presupposto" ai sensi del D.Lgs. 231/2001).

I dipendenti indagati hanno provveduto a nominare i difensori di fiducia.

Allo stato il procedimento è nella fase iniziale delle indagini preliminari ed occorrerà attendere gli esiti degli accertamenti disposti dalla Procura di Gorizia.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'esercizio 2017 è iniziato con condizioni di mercato (scenario energetico, temperature medie) complessivamente soddisfacenti nonostante la scarsa idraulicità, sia in Italia che in Montenegro. In data 3 Aprile la società ha presentato il Piano Industriale 2017-2021 al pubblico che, pur in continuità di impostazione strategica con i precedenti piani, ha introdotto importanti novità, prima fra tutte l'accelerazione degli investimenti nelle *Business Units* Ambiente e Reti finalizzati a trasformare A2A in una *multi utility* maggiormente orientata alla fornitura di servizi alle comunità territoriali e meno alla generazione elettrica convenzionale.

126

L'esecuzione del Piano strategico rappresenterà l'impegno principale della società, attesa nell'esercizio anche al rinnovo del Consiglio di Amministrazione e dei Vertici Societari, le cui attese circa la *performance* economico – finanziaria dell'esercizio sono buone: il Margine Operativo Lordo, dovrebbe assestarsi fra 1,12 e 1,15 miliardi di euro (in riduzione rispetto al 2016 anno tuttavia favorito da oltre 120 milioni di euro di proventi non ricorrenti) garantendo una redditività netta in linea o superiore a quella riportata nel 2016.

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2016 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2016, presenta un utile pari a euro 274.049.714,00.

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

la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 274.049.714,00 come segue:

- euro 13.702.486,00 a riserva legale;
- euro 152.971.846,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,0492 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 107.375.382,00 a Riserva Straordinaria.

127

A titolo informativo, Vi segnaliamo che il numero di azioni attualmente in circolazione risulta pari a n. 3.109.183.856 azioni, tenendo conto delle n. 23.721.421 azioni proprie in portafoglio.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 24 maggio 2017, con data stacco della cedola il 22 maggio 2017 e *record date* il 23 maggio 2017.

Il Consiglio di Amministrazione

**ANNA
DE
COPA**



0.5

Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente	
	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15
Ricavi	2.736	2.755	1.433	1.333	852	809
- <i>di cui intersettoriali</i>	704	722	48	45	90	81
Costi per il personale	91	96	27	25	267	258
Margine Operativo Lordo	404	348	144	102	240	210
% sui Ricavi	14,8%	12,6%	10,0%	7,7%	28,2%	26,0%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(438)	(293)	(24)	(19)	(75)	(63)
Risultato operativo netto	(34)	55	120	83	165	147
% sui Ricavi	(1,2%)	2,0%	8,4%	6,2%	19,4%	18,2%
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 d'esercizio di pertinenza del Gruppo						
Investimenti lordi ⁽¹⁾	36	65 (a)	8	4	79	59

(1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

(a) Comprendono acconti in conto capitale per 1 milione di euro.

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 31 dicembre 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.

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente	
	31 12 16	31 12 15	31 12 16	31 12 15	31 12 16	31 12 15
Immobilizzazioni materiali	2.090	2.381	4	2	605	437
Immobilizzazioni immateriali	72	75	77	63	100	12
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	709	735	557	547	373	284
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	752	782	302	360	296	233

Relazione sulla gestione – Anno 2016

Sintesi dei risultati per settore di attività

131

	Reti e Calore		Estero		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15	01 01 16 31 12 16	01 01 15 31 12 15
	954	903	233	242	195	186	(1.310)	(1.307)	5.093	4.921
	296	288	-	-	172	171	(1.310)	(1.307)		
	112	115	45	46	99	89			641	629
	397	353	69	53	(23)	(18)			1.231	1.048
	41,6%	39,1%	29,6%	21,9%	(11,8%)	(9,7%)			24,2%	21,3%
	(170)	(119)	(39)	(280)	(29)	(59)			(775)	(833)
	227	234	30	(227)	(52)	(77)			456	215
	23,8%	25,9%	12,9%	(93,8%)	(26,7%)	(41,4%)			9,0%	4,4%
									56	(1)
									(158)	(138)
									354	76
									(117)	(133)
									237	(57)
									2	-
									(15)	130
									224	73
	213	181	27	27	23	9	-	-	386	345

	Reti e Calore		Estero		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	31 12 16	31 12 15	31 12 16	31 12 15	31 12 16	31 12 15	31 12 16	31 12 15	31 12 16	31 12 15
	1.699	1.590	568	568	197	184	(83)	(95)	5.080	5.067
	1.583	1.357	2	3	57	52	(167)	(214)	1.724	1.348
	436	347	262	237	163	72	(461)	(566)	2.039	1.656
	374	287	41	37	446	733	(468)	(570)	1.743	1.862

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).

132

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 (prevolentemente 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), 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 nell'esercizio 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.

133

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

GWh	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Produzioni nette	13.108	12.903	205	1,6%
- produzione termoelettrica	8.826	8.429	397	4,7%
- produzione idroelettrica	4.279	4.471	(192)	(4,3%)
- produzione fotovoltaica	3	3	-	-
Acquisti	48.257	39.453	8.804	22,3%
- borsa	9.912	7.681	2.231	29,0%
- grossisti	4.482	5.397	(915)	(17,0%)
- portafoglio di <i>Trading/Service</i>	33.863	26.375	7.488	28,4%
TOTALE FONTI	61.365	52.356	9.009	17,2%
USI				
Vendite a <i>Retailer</i> del Gruppo	6.154	5.246	908	17,3%
Vendite ad altri grossisti	9.300	8.463	837	9,9%
Vendite in borsa	12.048	12.272	(224)	(1,8%)
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	33.863	26.375	7.488	28,4%
TOTALE USI	61.365	52.356	9.009	17,2%

I dati relativi alle vendite sono riportati al lordo delle perdite.

Nell'esercizio 2016 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 13.108 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 48.257 GWh, per una disponibilità complessiva di 61.365 GWh.

La produzione evidenzia un lieve incremento rispetto all'esercizio precedente, riconducibile all'aumento della produzione termoelettrica derivante dalle maggiori quantità prodotte dagli impianti a ciclo combinato in seguito al fermo impianti nucleari in Francia, parzialmente compensato dalle minori produzioni dell'impianto di San Filippo del Mela per la conclusione del meccanismo di essenzialità per i gruppi 2, 5 e 6, a partire dal 28 maggio 2016 e dalla minore produzione idroelettrica, in seguito 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 48.257 GWh (39.453 GWh al 31 dicembre 2015): i minori acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso sono stati più che compensati dalle maggiori quantità intermediate in borsa e nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nell'esercizio si sono registrate maggiori vendite sui mercati all'ingrosso (+9,9%) e alla Business Unit Commerciale (+17,3%).

Le quantità di energia elettrica intermediate nell'ambito dell'attività di *trading* registrano un incremento del 28,4%.

Complessivamente nell'esercizio in esame le vendite di energia elettrica della Business Unit Generazione e *Trading* si sono attestate a 61.365 GWh (52.356 GWh al 31 dicembre 2015).

Dati quantitativi - Settore gas

Milioni di mc	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Approvvigionamenti	3.150	2.570	580	22,6%
Prelievi da magazzino	40	-	40	n.s.
Autoconsumi/GNC	(11)	(12)	1	(8,3%)
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	3.990	1.001	2.989	n.s.
TOTALE FONTI	7.169	3.559	3.610	101,4%
USI				
Usi Business Unit Commerciale	1.399	1.142	257	22,5%
Usi termoelettrici	1.116	875	241	27,5%
Usi Business Unit Calore e Ambiente	91	106	(15)	(14,2%)
Grossisti	573	435	138	31,7%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	3.990	1.001	2.989	n.s.
TOTALE USI	7.169	3.559	3.610	101,4%

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

Nell'esercizio 2016 i volumi di gas venduti si attestano a 7.169 milioni di metri cubi, in aumento di oltre il 100% rispetto al 2015 (3.559 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas gestiti dal Portafoglio di *Trading* (+2.989 milioni di metri cubi) a seguito di un incremento delle attività di intermediazione relative, i volumi venduti per usi termoelettrici (+27,5%), i volumi venduti ai grossisti (+31,7%), nonché i volumi di gas venduti alla Business Unit Commerciale (+22,5%), mentre si registra una riduzione delle vendite nei confronti delle altre Business Units del Gruppo (-14,2%).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	2.736	2.755	(19)	(0,7%)
Margine Operativo Lordo	404	348	56	16,1%
% su Ricavi	14,8%	12,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(438)	(293)	(145)	49,5%
Risultato Operativo Netto	(34)	55	(89)	n.s.
% su Ricavi	(1,2%)	2,0%		
Investimenti	36	64	(28)	(43,8%)
FTE	1.157	1.236	(79)	(6,4%)
Costo del personale	91	96	(5)	(5,2%)

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media dell'esercizio in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai cinque mesi di consolidamento (da agosto 2016).

I ricavi si sono attestati a 2.736 milioni di euro, in lieve flessione (-0,7%) rispetto all'esercizio precedente.

136

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* è risultato pari a 404 milioni di euro, in aumento di 56 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015. Hanno contribuito a tale crescita:

- il consolidamento della *Business Unit Generazione e Trading* del gruppo LGH (circa 4 milioni di euro);
- la 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. (circa -7 milioni di euro);
- l'impatto di proventi non ricorrenti per 52 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2015).

Al netto degli effetti non ricorrenti e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* risulta in crescita di 15 milioni di euro, +4,5%, nonostante l'uscita della centrale termoelettrica di San Filippo del Mela dal regime di essenzialità a fine maggio 2016 (-32 milioni di euro). Lo scenario energetico, negativo nei primi nove mesi del 2016 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ha registrato una rilevante inversione di tendenza nell'ultimo trimestre anche a seguito dalla fermata di alcuni impianti nucleari francesi che ha determinato una significativa contrazione delle quantità importate e una correlata crescita di domanda (e di prezzo) sul mercato domestico, sia MGP che del dispacciamento. Tale scenario ha beneficiato soprattutto gli impianti a gas – CCGT – che dopo anni di redditività negativa o comunque limitata hanno registrato marginalità in forte crescita. Alla crescita ordinaria del margine hanno inoltre contribuito l'ottima *performance* registrata nel mercato dei titoli ambientali, nonché il piano di efficienza operativa. Ha invece contribuito negativamente

alla *performance* della *Business Unit* il minore margine realizzato sulle attività del portafoglio di *Trading*.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 438 milioni di euro (293 milioni di euro al 31 dicembre 2015). L'incremento, pari a 145 milioni di euro, è attribuibile per 114 milioni di euro alla rilevazione nell'esercizio in esame di maggiori svalutazioni degli *assets*. Tale dinamica è riconducibile per 202 milioni di euro alla svalutazione della centrale di Monfalcone, a seguito del conferimento al *fair value* del ramo di azienda a favore di A2A Energiefuture S.p.A. a fine 2016, in parte compensata da minori svalutazioni per 29 milioni di euro a seguito dell'*Impairment Test* (75 milioni di euro nell'esercizio 2016, 104 milioni di euro nell'esercizio 2015) e dal ripristino di valore dell' impianto di San Filippo del Mela (220kv), pari a 51 milioni di euro, a seguito della recente ammissione al regime asimmetrico di reintegrazione dei costi per il quinquennio 2017-2021.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a -34 milioni di euro (55 milioni di euro nell'esercizio 2015).

Nell'esercizio in esame gli Investimenti sono risultati pari a circa 36 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Calabria e della Valtellina per circa 11 milioni di euro e presso gli impianti termoelettrici di Monfalcone, Cassano, Sermide, Chivasso e Piacenza per circa 15 milioni di euro. Si registrano inoltre investimenti per 2 milioni di euro riguardanti principalmente sviluppi ed interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* e per 8 milioni di euro relativi all'acquisizione della centrale idroelettrica di Mazzunno da parte del Gruppo LGH.

La riduzione delle FTE rilevata nell'esercizio 2016 rispetto al 2015 è riconducibile per circa -27 FTE alla cessione del cosiddetto "Ramo Cellina" a favore di Cellina Energy S.r.l., al contributo di LGH per circa 29 FTE, mentre la restante parte (-81 FTE) è invece principalmente riconducibile al piano di efficientamento 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

138

	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Vendite energia elettrica				
Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	6.271	5.342	929	17,4%
Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	2.013	2.206	(193)	(8,7%)
Totale vendite energia elettrica (GWh)	8.284	7.548	736	9,8%
 POD energia elettrica				
POD energia elettrica Mercato Libero (#/1000)	313	211	102	48,3%
POD energia elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	720	743	(23)	(3,1%)
Totale POD energia elettrica (#/1000)	1.033	954	79	8,3%
 Vendite gas				
Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	818	587	231	39,4%
Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	554	534	20	3,7%
Totale vendite gas (Mmc)	1.372	1.121	251	22,4%
 PDR gas				
PDR gas Mercato Libero (#/1000)	324	181	143	79,0%
PDR gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	985	918	67	7,3%
Totale PDR gas (#/1000)	1.309	1.099	210	19,1%

Le quantità di vendita sono esposte al lordo delle perdite.

Nell'esercizio 2016 si registra un incremento nelle vendite di energia elettrica (+9,8%) e nelle vendite di gas (+22,4%) rispetto all'anno precedente.

La crescita nel settore elettrico è riconducibile alle maggiori vendite sul mercato libero (+12,7% al netto del contributo di LGH) sia verso i grandi clienti e, in misura minore, verso i clienti diffusi, in parte compensata dal calo delle quantità vendute ai clienti serviti in regime di tutela.

La crescita nel settore gas è invece attribuibile prevalentemente ad un maggior numero di punti di riconsegna serviti sul mercato libero (+33% al netto del contributo di LGH), nonché ai maggiori volumi venduti ai grandi clienti.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	1.433	1.333	100	7,5%
Margine Operativo Lordo	144	102	42	41,2%
% su Ricavi	10,0%	7,7%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(24)	(19)	(5)	26,3%
Risultato Operativo Netto	120	83	37	44,6%
% su Ricavi	8,4%	6,2%		
Investimenti	8	4	4	100,0%
FTE	566	439	127	28,9%
Costo del personale	27	25	2	8,0%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media dell'esercizio in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai cinque mesi di consolidamento (da agosto 2016).

I ricavi si sono attestati a 1.433 milioni di euro (1.333 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Al netto del contributo del Gruppo LGH pari a 108 milioni di euro, i ricavi risultano sostanzialmente in linea con l'esercizio 2015.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 144 milioni di euro, in crescita di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015.

Al netto delle partite non ricorrenti (24 milioni di euro nel 2016; 12 milioni di euro nel 2015) e del contributo del consolidamento del Gruppo LGH (7 milioni di euro), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta in aumento del 26% (23 milioni di euro). La crescita maggiore si è registrata nel comparto della vendita di energia elettrica anche grazie agli effetti della Delibera n. 659/2015 dell'AEEGSI relativamente all'aggiornamento delle componenti regolate a copertura dei costi di commercializzazione sia del mercato tutelato che libero. Al netto delle componenti regolatorie, la *Business Unit* ha beneficiato dell'apporto positivo derivante dallo sviluppo commerciale sul mercato libero, riportando un incremento del numero di clienti serviti di oltre 100 mila unità, in linea con gli obiettivi del piano strategico.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 24 milioni di euro (19 milioni di euro nel 2015).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 120 milioni di euro (83 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Nell'esercizio in esame gli Investimenti della *Business Unit Commerciale* si sono attestati a circa 8 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 nel 2016 rispetto all'esercizio 2015 è riconducibile per circa 92 FTE al contributo di LGH, mentre la restante parte (+35 FTE) è invece principalmente riconducibile alle nuove assunzioni derivanti dal consolidamento del personale atipico presente nel Gruppo a fine 2015.

Business Unit Ambiente

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Ambiente*.

Dati quantitativi

	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Rifiuti raccolti (Kton)	1.453	1.270	183	14,4%
Residenti serviti (#/1000)	3.379	2.800	579	20,7%
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.800	2.558	242	9,5%
Energia elettrica venduta (GWh)	1.714	1.593	121	7,6%
Calore ceduto (GWht)*	1.306	1.176	130	11,1%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nell'esercizio 2016 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.453 migliaia di tonnellate, risultano in crescita rispetto al 2015 (+14,4%). Al netto dei rifiuti raccolti relativi al Gruppo LGH (87 Kton), le quantità sono in aumento del 7,6% grazie principalmente ai nuovi Comuni gestiti e al consolidamento della società LA BI.CO DUE S.r.l.. Le quantità di rifiuti smaltiti evidenziano un incremento (+242 migliaia di tonnellate) rispetto al 2015: le maggiori quantità derivanti dal consolidamento del Gruppo LGH (299 Kton) sono state più che riassorbite dai minori rifiuti speciali smaltiti presso la discarica lotti inertizzati di Corteolona a causa del blocco dei conferimenti, da parte dell'ARPA, per analisi ambientali sulla falda acquifera e dai minori smaltimenti presso la discarica di Cavaglià e di Montichiari (quest'ultima in esaurimento a dicembre 2015). Tale andamento è stato in parte mitigato dalle 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 121 GWh rispetto al 2015, grazie principalmente al contributo del Gruppo LGH (+78 GWh) e anche la produzione di calore è risultata in crescita (+130 GWh termici) sia grazie al contributo del Gruppo LGH (+29 GWht) sia per effetto delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	852	809	43	5,3%
Margine Operativo Lordo	240	210	30	14,3%
% su Ricavi	28,2%	26,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(75)	(63)	(12)	19,0%
Risultato Operativo Netto	165	147	18	12,2%
% su Ricavi	19,4%	18,2%		
Investimenti ⁽¹⁾	79	59	20	33,9%
FTE	5.592	4.922	670	13,6%
Costo del personale	267	258	9	3,5%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media dell'esercizio in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai cinque mesi di consolidamento (da agosto 2016).

(1) Gli investimenti del 2016 non includono il prezzo pagato per l'acquisizione delle partecipazioni in RI.ECO, RESMAL, LA BI.CO DUE, per circa 23 milioni di euro.

Nel corso del 2016 la *Business Unit Ambiente* ha registrato ricavi per 852 milioni di euro (809 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Al netto del contributo del Gruppo LGH, pari a 50 milioni di euro, i ricavi risultano in riduzione di 7 milioni di euro prevalentemente per minori attività su commesse.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 240 milioni di euro, in crescita di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato include l'apporto positivo, pari a 11 milioni di euro, derivante dal consolidamento del comparto ambiente di LGH.

Al netto delle componenti positive non ricorrenti che sono risultate in crescita di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente, il margine operativo industriale della *Business Unit* cresce di 14 milioni di euro (+6,8%) rispetto al 2015. Alla crescita dei risultati dell'esercizio 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 dalla maggiore produzione di energia elettrica, 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 dalla positiva dinamica 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 presso le discariche di Montichiari e di Cavaglià (esaurite rispettivamente nel mese di dicembre 2015 e nel mese di giugno 2016).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 75 milioni di euro, in incremento di 12 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è attribuibile per circa 7 milioni di euro alla rilevazione nell'esercizio in esame di svalutazioni di alcuni avviamenti relativi al Gruppo LGH a seguito dell'*Impairment Test*.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 165 milioni di euro (147 milioni di euro nel 2015).

Gli Investimenti dell'esercizio si sono attestati a 79 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (26 milioni di euro), degli impianti di trattamento e discariche (18 milioni di euro), l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta principalmente in seguito all'aggiudicazione delle gare per la gestione di nuovi Comuni (27 milioni di euro), e altri investimenti minori, incluso il contributo di LGH (8 milioni di euro).

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+644 FTE), si registra un incremento per 26 FTE, riconducibile prevalentemente a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto per circa 30 FTE (vincita di nuove gare per la raccolta e l'igiene urbana e acquisizione delle nuove società attive nel comparto della raccolta nel corso del 2016, compensati da minori FTE per l'evento EXPO 2015).

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Reti e Calore*.

Dati quantitativi - Reti

	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Energia elettrica distribuita (GWh)	11.204	11.178	26	0,2%
Gas distribuito (Mmc)	2.096	1.832	264	14,4%
Gas trasportato (Mmc)	324	358	(34)	(9,5%)
Acqua distribuita (Mmc)	62	63	(1)	(1,6%)
RAB energia elettrica (M€) ⁽¹⁾	608	586	22	3,8%
RAB gas (M€) ⁽²⁾	1.137	970	167	17,2%

(1) Stime A2A, non include il valore relativo ad LGH.

(2) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza dell'esercizio.

144

L'energia elettrica distribuita nel 2016 è stata pari a 11.204 GWh, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio 2015. Al netto dell'apporto delle quantità di energia elettrica distribuite dal Gruppo LGH (+177 GWh), si registra una riduzione dell'1,4%, a seguito di una flessione dei consumi, imputabile principalmente agli usi in media ed alta tensione.

Le quantità di gas distribuito nell'esercizio in esame si sono attestate a 2.096 milioni di metri cubi (+14,4%), con un contributo di LGH pari a 255 milioni di metri cubi, mentre le quantità di gas trasportato si sono attestate a 324 milioni di metri cubi (-9,5%).

L'acqua distribuita è, invece, risultata pari a 62 Mmc, in riduzione di 1 Mmc rispetto all'anno precedente.

Dati quantitativi - Calore

GWht	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Impianti di:	1.176	1.146	30	2,6%
- Lamarmora	437	465	(28)	(6,0%)
- Famagosta	99	145	(46)	(31,7%)
- Tecnocity	72	74	(2)	(2,7%)
- Altri impianti	568	462	106	22,9%
Acquisti da:	1.709	1.529	180	11,8%
- Terzi	380	335	45	13,4%
- Altre Business Units	1.329	1.194	135	11,3%
TOTALE FONTI	2.885	2.675	210	7,9%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.412	2.297	115	5,0%
Perdite di distribuzione	473	378	95	25,1%
TOTALE USI	2.885	2.675	210	7,9%

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.

145

Nell'esercizio 2016 le vendite di calore ai clienti finali sono risultate in aumento di 115 GWht rispetto all'anno precedente, grazie anche al contributo del Gruppo LGH, pari a 99 GWht. Le minori vendite dovute all'andamento climatico mite registrato nel 2016 sono state più che compensate dalle maggiori quantità di vendita derivanti dallo sviluppo commerciale in essere.

Le produzioni di calore sono aumentate di 30 GWht termici, mentre gli acquisti sono aumentati di 180 GWht termici.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	954	903	51	5,6%
Margine Operativo Lordo	397	353	44	12,5%
% su Ricavi	41,6%	39,1%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(170)	(119)	(51)	42,9%
Risultato Operativo Netto	227	234	(7)	(3,0%)
% su Ricavi	23,8%	25,9%		
Investimenti ⁽¹⁾	213	181	32	17,7%
FTE	2.432	2.157	275	12,7%
Costo del personale	112	115	(3)	(2,6%)

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media dell'esercizio in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai cinque mesi di consolidamento (da agosto 2016).

(1) Gli investimenti del 2016 non includono il prezzo pagato per l'acquisizione delle partecipazioni in Consul System S.p.A. per circa 15 milioni di euro.

I ricavi della *Business Unit* Reti e Calore dell'esercizio 2016 si sono attestati a 954 milioni di euro (903 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Tale andamento risente oltre che del consolidamento del Gruppo LGH per un importo pari a 34 milioni di euro, dell'iscrizione nel 2016 di 51,4 milioni di euro di ricavi non ricorrenti per la società A2A Ciclo idrico S.p.A..

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 parzialmente compensato dai minori ricavi registrati nei compatti della distribuzione elettrica e gas a seguito della revisione del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) a partire dal 2016 e del nuovo assetto regolatorio della distribuzione elettrica, nella vendita di titoli ambientali, nonché a seguito della forte contrazione dei prezzi medi di vendita del calore nel comparto teleriscaldamento e gestione calore.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 397 milioni di euro, in crescita di 44 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015.

146

Al netto delle partite non ricorrenti positive per 43 milioni di euro (+49 milioni rispetto al 2015), il margine operativo della *Business Unit* risulta in flessione di circa 5 milioni di euro (-1.4%) rispetto all'anno precedente.

Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- minori ricavi ammessi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas e altre partite regolate complessivamente per circa 21 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 nel comparto elettrico minori ricavi per allacciamenti e prestazioni per circa 5 milioni di euro, mentre nel comparto gas maggiori premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas;
- minori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 11 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;
- maggiori ricavi di competenza dell'esercizio 2016 relativi al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 2 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI;
- minori costi fissi dell'intera *Business Unit* Reti e Calore per circa 18 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 2 milioni di euro rispetto a quelli dell'esercizio 2015.

Si segnala infine che il consolidamento del comparto reti e calore del Gruppo LGH ha determinato nel 2016 una crescita della marginalità della *Business Unit* per circa 12 milioni di euro.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 170 milioni di euro, in crescita di 51 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto del contributo di LGH pari a 12 milioni di euro, l'incremento di 39 milioni di euro è riconducibile per 21 milioni di euro alla rilevazione nell'esercizio in esame della svalutazione dell'avviamento delle reti elettriche a seguito dell'*Impairment Test*, per 12 milioni di euro a maggiori accantonamenti per rischi e per 6 milioni di euro a maggiori ammortamenti.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 227 milioni di euro (234 milioni di euro nell'esercizio 2015).

Gli Investimenti nell'esercizio in esame sono risultati pari a 213 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 (59 milioni di euro, di cui 3 milioni di euro relativi 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 (73 milioni di euro, di cui 6 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 (25 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti *led* nei Comuni gestiti (10 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 46 milioni di euro (di cui 4 milioni di euro relativi al Gruppo LGH).

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+249 FTE), si registra nel 2016 un incremento delle FTE pari a +26 (+1,2%).

Business Unit Estero

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Estero*. Nell'esercizio 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

<i>GWh</i>	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Produzioni	2.973	2.846	127	4,5%
- produzione termoelettrica	1.216	1.412	(196)	(13,9%)
- produzione idroelettrica	1.757	1.434	323	22,5%
Import e altre fonti	828	1.074	(246)	(22,9%)
- import	744	1.031	(287)	(27,8%)
- altre fonti	84	43	41	95,3%
TOTALE FONTI	3.801	3.920	(119)	(3,0%)
USI				
Consumi mercato domestico	2.321	2.802	(481)	(17,2%)
Perdite di distribuzione e autoconsumi	413	453	(40)	(8,8%)
Perdite di trasmissione	137	140	(3)	(2,1%)
Altri usi	25	27	(2)	(7,4%)
Export	905	498	407	81,7%
TOTALE USI	3.801	3.920	(119)	(3,0%)

Nell'esercizio 2016 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 3.801 GWh (3.920 GWh al 31 dicembre 2015).

Alla copertura del fabbisogno hanno contribuito gli impianti di EPCG che hanno prodotto complessivamente 2.973 GWh (in incremento del 4,5% rispetto al 2015), di cui 1.216 GWh da fonte termoelettrica (-13,9%) e 1.757 GWh da fonte idroelettrica (+22,5%); la riduzione delle produzioni termoelettriche dell'impianto di Pljevlja è stata compensata dalla maggiore produzione idroelettrica registrata soprattutto nel corso del secondo e dell'ultimo trimestre dell'anno. Nell'esercizio in esame si è registrato inoltre, una riduzione dell'*import* (-287 GWh), nonché un incremento delle quantità esportate (+407 GWh).

Le vendite di energia elettrica del Gruppo EPCG sul mercato domestico si sono attestate complessivamente a 2.321 GWh, in riduzione del 17,2% rispetto all'anno precedente, sostanzialmente a seguito dell'interruzione della fornitura di energia elettrica al grande cliente energivoro Montenegro Bonus.

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

GWh	31 12 2016	31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Energia elettrica distribuita*	2.183	2.161	22	1,0%

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione.

Nell'esercizio in esame, inoltre, l'energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione montenegrina, è risultata pari a 2.183 GWh (2.161 GWh al 31 dicembre 2015).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	233	242	(9)	(3,7%)
Margine Operativo Lordo	69	53	16	30,2%
% su Ricavi	29,6%	21,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(39)	(280)	241	(86,1%)
Risultato Operativo Netto	30	(227)	257	n.s.
% su Ricavi	12,9%	(93,8%)		
Investimenti	27	27	-	-
FTE	2.370	2.490	(120)	(4,8%)
Costo del personale	45	46	(1)	(2,2%)

I ricavi si sono attestati a 233 milioni di euro (242 milioni di euro al 31 dicembre 2015). La riduzione dei ricavi nel 2016 è prevalentemente riconducibile alle minori vendite di energia elettrica al cliente Montenegro Bonus (interruzione fornitura a partire dal mese di marzo 2016), parzialmente compensata da maggiori esportazioni di energia elettrica.

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 69 milioni di euro, interamente attribuibile alla controllata EPCG, in crescita di 16 milioni di euro rispetto all'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 39 milioni di euro in riduzione di 241 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente: tale variazione è attribuibile principalmente alla rilevazione nell'esercizio 2015 di svalutazioni degli assets derivanti dalle analisi di *Impairment* per complessivi 246 milioni di euro.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è positivo per 30 milioni di euro (-227 milioni di euro nell'esercizio 2015).

Gli Investimenti, pari a 27 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori telegestiti (14 milioni di euro), ad interventi di manutenzione della rete primaria e secondaria di distribuzione (9 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 2,4 milioni di euro).

Altri Servizi e *Corporate*

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 12 2016	01 01 2015 31 12 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	195	186	9	4,8%
Margine Operativo Lordo	(23)	(18)	(5)	27,8%
% su Ricavi	(11,8%)	(9,7%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(29)	(59)	30	(50,8%)
Risultato Operativo Netto	(52)	(77)	25	(32,5%)
% su Ricavi	(26,7%)	(41,4%)		
Investimenti	23	9	14	n.s.
FTE	1.213	986	227	23,0%
Costo del personale	99	89	10	11,2%

LGH: si segnala che il dato delle FTE si riferisce alla consistenza media dell'esercizio in esame mentre il costo del personale è relativo solo ai cinque mesi di consolidamento (da agosto 2016).

Nell'esercizio 2016, i ricavi degli Altri Servizi e *Corporate* sono risultati pari a 195 milioni di euro in crescita di 9 milioni di euro rispetto all'anno precedente, interamente riconducibili al contributo di LGH.

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 23 milioni di euro, in riduzione di 5 milioni di euro rispetto a quello rilevato nell'esercizio precedente, riconducibile quasi interamente alle partite non ricorrenti negative (-3 milioni di euro nel corso del 2016) e al risultato negativo di LGH del comparto *corporate* e altri servizi (-3 milioni di euro).

Si segnala che nel confronto con l'esercizio precedente, il Margine Operativo Lordo della controllata A2A Smart City S.p.A., consolidata all'interno della *Business Unit* in esame, è risultato in crescita di 1 milione di euro.

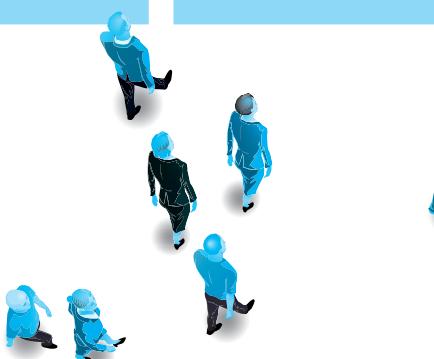
Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 29 milioni di euro (59 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Al netto dell'apporto di LGH per circa 10 milioni di euro, la variazione è prevalentemente attribuibile allo stanziamento nel 2015 di maggiori accantonamenti per rischi non ricorrenti per circa 40 milioni di euro.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 52 milioni di euro (negativo per 77 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 23 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi e sulle reti di telecomunicazione.

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+205 FTE), si registra un incremento delle FTE della *Business Unit* per +22 FTE.

REINVENT





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 della 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...".

156

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 organizzativa 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 sul Gruppo, le principali tipologie di rischio risultano essere, in ordine di importanza:

- cambiamenti normativi;
- scenario energetico;
- contesto economico e sociale;
- *Business Interruption*;
- variazioni climatiche.

Rischio cambiamenti normativi

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.

157

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*). La struttura si occupa dei temi regolatori anche per Linea Group Holding, al fine di monitorare e gestire gli impatti delle evoluzioni normative sulla società.

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 veicolarle 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*;
- 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* e la gestione degli impianti in conservazione;
- il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi e gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento.

158

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 contesto economico e sociale

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei paesi in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo, compromettendone i risultati e le prospettive ed impedendo l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate. Inoltre le attività operative di siti ed infrastrutture, la loro redditività, l'attuazione dei programmi di adeguamento o conversione di alcuni impianti piuttosto che di crescita in alcuni ambiti di *business*, pianificati dal Gruppo, potrebbero essere ostacolati per effetto di possibili azioni promosse da alcuni portatori di interesse, non favorevoli alla presenza dei siti o per effetto di una negativa percezione delle attività del Gruppo sui territori serviti.

In considerazione dell'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione, 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, la ricontrattazione dei contratti di *service* con i costruttori delle macchine turbogas, 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, sono in corso processi 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, si segnala 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, San Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta 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.

Si segnala la tematica emergente relativa ai rapporti delle Società della *Business Unit Ambiente* e della *Business Unit Reti e Calore* con alcuni portatori di interesse, riferita alla futura realizzazione di nuovi impianti, all'ampliamento di quelli esistenti ovvero alla erogazione di nuovi servizi sui territori. Con specifico riferimento agli impianti di termovalorizzazione, di recupero dei rifiuti e di depurazione dei reflui, potrebbero essere promosse forme di opposizione e protesta, anche per effetto di una non corretta percezione delle opere, con potenziali effetti sulla realizzazione dei programmi di sviluppo. A presidio della tematica, il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali e con gli Enti di riferimento, anche attraverso la partecipazione a dibattiti pubblici e apposite conferenze stampa, nonché attraverso l'organizzazione dei *forum multi-stakeholder*, pensati per promuovere il dialogo con il territorio. Il forum nasce con lo scopo di identificare delle soluzioni che possano rispondere in modo mirato ed efficace alle esigenze e alle aspettative dei portatori di interesse e che consentano di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività svolte dalle Società e dal Gruppo e dei servizi erogati sul territorio.

Inoltre si evidenzia come le Società del Gruppo attive nella gestione del ciclo integrato dei rifiuti, della pulizia delle strade e altri servizi essenziali per l'ambiente, l'igiene e il decoro delle città pongano particolare attenzione alla prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti ovvero nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; il costante monitoraggio delle opportunità, una efficace ed efficiente gestione delle gare di appalto e l'aggiudicazione delle medesime rivestono un ruolo critico per mantenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi e di conseguenza conservare ed espandere il *business* societario.

Si conferma, infine, la tematica 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.

Un fattore di incertezza che non può essere ignorato per una corretta analisi del contesto economico e sociale è rappresentato dalla "Brexit": il 23 giugno 2016 il Regno Unito si è espresso,

attraverso un referendum, per decidere se rimanere nell’Unione Europea. Più di 30 milioni di persone hanno votato e il 51,9% ha optato per il “*leave*”. Il risultato del referendum britannico ha sicuramente aumentato l’incertezza sulle prospettive economiche dell’Eurozona: mentre gli effetti di breve periodo, riferiti prevalentemente al commercio estero, dovrebbero essere contenuti, gli effetti di medio periodo saranno condizionati dalla natura dei futuri accordi tra il Regno Unito e l’Unione Europea.

I possibili effetti economici della “*Brexit*” sull’Unione Europea si potrebbero concretizzare in una maggiore volatilità dei mercati finanziari, in minori esportazioni verso la Gran Bretagna per effetto dell’indebolimento della sterlina sull’euro ma anche nel re-indirizzamento verso gli altri Paesi UE di quegli investimenti presumibilmente previsti in Gran Bretagna.

Nel medio periodo il FMI ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita dell’Eurozona e si stimano un ulteriore rallentamento dell’economia globale, timori per la sicurezza e per il settore finanziario. Sempre secondo il FMI la “*Brexit*” avrà un impatto negativo anche sulla ripresa italiana su cui già gravano l’elevato debito pubblico nonché i problemi del sistema bancario.

Ciò premesso, in considerazione dei *business* operati dal Gruppo A2A sul territorio nazionale e presso altri paesi UE ed extra-UE, non si ritiene che il Gruppo stesso sia particolarmente esposto alla “*Brexit*” nel conseguimento degli obiettivi aziendali che intende perseguire.

161

Rischio paese

Il Gruppo A2A opera anche presso Paesi Esteri caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell’OCSE. Pertanto A2A è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono produrre situazioni quali contrazione dell’attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità del Gruppo di operare in condizioni economiche favorevoli. Altri rischi connessi all’attività in tali Paesi sono rappresentati dalla mancanza di un quadro legislativo stabile, sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che possano comportare la riduzione di valore degli asset A2A, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni, incrementi della fiscalità applicabile.

Rischio di interruzioni di *business*

Il Gruppo gestisce siti produttivi e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, servizi

di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio di erogazione di acqua potabile, 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. Sebbene 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* interessate strategie di mitigazione preventiva volte a ridurne le probabilità di accadimento e/o 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, la riprogettazione di quelle parti di impianto che nel corso del tempo abbiano evidenziato problematiche strutturali 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 sistemi avanzati per il calcolo del rendimento effettivo degli stessi, 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.

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 e gestire l'eventuale 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 pia-

nificati, 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; si citano 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, manutenzioni straordinarie finalizzate anche all'incremento delle potenzialità termiche dei medesimi impianti, rinnovamenti di quei sistemi di controllo degli impianti che risultano tecnologicamente obsolescenti. 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.

Con riferimento alla tematica dell'interruzione dei servizi di raccolta dei rifiuti e pulizia urbana nei territori dei comuni serviti dalle Società del Gruppo causati da eventuali scioperi, sono in essere specifiche procedure gestionali e di programmazione per il recupero delle attività di raccolta o spazzamento finalizzate a ripristinare gli standard di qualità del servizio nei giorni immediatamente seguenti. Sono inoltre in essere 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 esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

Con riferimento a Linea Group Holding, acquisita nella seconda metà del 2016, le principali tematiche di rischio riguardano eventuali guasti sugli impianti di produzione di energia, nonché sulle cabine primarie e secondarie di trasformazione o sulla rete di distribuzione di elettricità che potrebbero portare a discontinuità rilevanti con conseguenti impatti in termini di immagine societaria. Per far fronte a tali rischi la Società ha individuato le situazioni di maggior obsolescenza tecnica ed ha in corso investimenti per il rifacimento completo delle linee e dei gruppi di misura e di alcune ricevitorie sulla rete della città di Cremona.

Il Gruppo A2A è inoltre attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “smartgrid”, 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.

164

Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti. Sono inoltre allo studio interventi di potenziamento di quegli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento la cui capacità risulta maggiormente sfruttata, interventi di costruzione di nuove vie di trasporto del calore finalizzate al miglioramento dell’assetto strutturale della rete, attività di *revamping* di reti esistenti al fine di contenere fenomeni corrosivi, la realizzazione di nuove caldaie elettriche da tenere a riserva per far fronte alle punte di richiesta di calore da parte delle utenze servite, nonché la realizzazione di accumuli termici presso alcuni siti della Società. 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 dei prossimi anni, 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.

Una tematica di rischio sempre rilevante, e che risulta trasversale a tutti gli ambiti di *business* chiamati a gestire impianti ed infrastrutture, è quella relativa agli accessi non autorizzati di personale esterno al 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, si evidenzia come sia stata portata a termine l’attività di unificazione delle *Control Room Security* di A2A ed AMSA; sono inoltre in fase di elaborazione linee guida di gestione all’interno del

Gruppo, per disciplinare in maniera unitaria le modalità operative di accesso agli impianti ed i servizi di vigilanza. 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 (basati su stime di natura statistica). Per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, anche in presenza di periodi caratterizzati da particolare carenza, si evidenzia un presidio organizzativo costituito da unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio che di breve termine, degli impianti idroelettrici. 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 la *Business Unit* Reti e Calore e la *Business Unit* 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 al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature 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. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse" della Relazione Finanziaria sono illustrati gli effetti sulla variazione del *fair value* dei derivati conseguente ad una variazione della curva *forward* dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

166

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'otteni-

mento 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 31 Dicembre 2016 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 800 milioni di euro, utilizzate per 100 milioni di euro. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 33 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 403 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 1.902 milioni di euro ancora disponibili.

167

Rischio mancato 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. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio rispetto *covenants*" del bilancio consolidato sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari. Al 31 Dicembre 2016 il valore contabile residuo di tali finanziamenti è pari a 161 milioni di euro. Al 31 Dicembre 2016 non vi è infine 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 volte a prevenire fenomeni di inquinamento, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di prevenzione e/o abbattimento delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni gassose, impianti di depurazione delle acque destinate agli scarichi degli impianti di produzione di energia e di trattamento rifiuti, sistemi di misurazione continua/periodica delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni. Per quanto attiene alla tematica relativa alla gestione degli invasi, con specifico riferimento alle attività di manutenzione/rimozione dei sedimenti ed ai corrispondenti possibili effetti negativi sulle acque e sul territorio locale, si evidenzia come siano in essere modalità controllate e specifiche per l’esecuzione delle operazioni di svaso volte a minimizzare gli effetti sull’ambiente.

168

Con riferimento alla tematica della depurazione delle acque sono in fase di valutazione interventi di miglioramento e potenziamento delle infrastrutture esistenti.

Infine si evidenzia come il Gruppo ponga particolare attenzione, nell’ambito delle attività di acquisizione di nuovi asset, alla eventuale presenza di “passività ambientali”, vale a dire quelle situazioni di rischio o non conformità latenti connesse al funzionamento degli stabilimenti e collegate alle precedenti gestioni, al fine di porre in atto tutte le misure volte alla loro rimozione.

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 nonché 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*).

Inoltre, la struttura organizzativa *Enterprise Risk Management*, in coordinamento con le strutture organizzative Ambiente Salute e Sicurezza, dialoga con i responsabili delle *Business Units* per supportare l'individuazione e l'approfondimento degli eventuali rischi ambientali anche in attuazione della nuova norma ISO14001:2015. Come richiamato sopra, i sistemi di gestione ambientali in essere, consentono dunque di individuare e presidiare gli aspetti ambientali legati alle attività e ai processi riducendo al minimo la rischiosità in campo ambientale dovuta alle normali attività del Gruppo.

Il Gruppo è attivo inoltre nella prevenzione di situazioni anomale o eventi esterni particolari quali ad esempio le tematiche di rischio connesse al conferimento agli impianti di materiali fuori specifica. Il Gruppo attua uno stretto controllo sui materiali in ingresso agli impianti, la ricerca di sistemi di monitoraggio delle emissioni in linea con le migliori tecnologie disponibili, l'uso di metodiche di analisi con basso limite di rilevabilità e che consentono quindi la rilevazione di concentrazioni bassissime di microinquinanti e la scelta di materiali e tecniche per il sistema di depurazione dei fumi in grado di assorbire anche la eventuale presenza di maggiori quantità di inquinanti rispetto alle attese e di garantire quindi il rispetto dei limiti prescritti.

Un altro ambito di rischio riguarda l'eventuale strumentalizzazione di dati e informazioni ambientali che, pur senza fondamento, possono danneggiare l'immagine del Gruppo ovvero ostacolare il regolare esercizio degli impianti. A presidio di tali rischi il Gruppo attua il monitoraggio costante dei parametri ambientali sia della qualità delle acque distribuite che delle proprie emissioni, il dialogo costante con le comunità locali e con gli Enti, la pubblicazione di specifica

reportistica. Il Gruppo è infatti impegnato ai vari livelli nel dialogo costante e trasparente nei rapporti con gli Enti, con le comunità di riferimento e con gli *stakeholders*, anche mediante strumenti quali le Dichiarazioni ambientali (pubblicate per i siti che aderiscono al regolamento EMAS).

Altre tematiche di rischio in campo ambientale riguardano la eventuale futura introduzione di normative più restrittive che possono richiedere investimenti di adeguamento degli impianti o di revisione dei processi produttivi. Per gestire tale tema il Gruppo adotta una politica di monitoraggio dei cambiamenti normativi, di dialogo collaborativo con le istituzioni (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Regioni, ecc), nonché di partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti. Ciò anche al fine di essere sempre in linea con le migliori tecniche disponibili in campo ambientale e di programmare in modo efficiente gli eventuali nuovi investimenti che si rendessero necessari. In tale ottica il Gruppo partecipa, ad esempio, 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*.

170

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 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* del *Data Center* attuale di Milano. 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 di ciò, 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 e sono state completate le attività che garantiscono la continuità dell'operatività per

le aree *generation* ed *energy bidding*, 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 essere, è in corso l'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.

172

Ad ulteriore presidio di tale specifica problematica di rischio, il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessments* interni ed esterni. È infine stato elaborato un *masterplan* plurennale 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 sono state predisposte 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.

Con riferimento a Linea Group Holding, acquisita nella seconda metà del 2016, le principali tematiche di rischio ICT sono riferibili a possibili inefficienze nel processo di fatturazione collegate all'inadeguatezza dei sistemi di *CRM* e *Billing*, alla indisponibilità degli applicativi *core* a causa dell'assenza di un sistema di *disaster recovery*, a problematiche relative alla gestione delle reti di distribuzione per carenze dei sistemi informativi a supporto. A presidio di queste tematiche ad oggi si è proceduto a definire un *ICT Risk Framework* ed una *ICT Risk Matrix* de-

dicati, grazie ai quali sono stati mappati gli applicativi informatici esistenti nel Gruppo LGH ed individuati i controlli attesi per giungere ad un contenimento del rischio residuo.

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 pre-qualifica 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’*équipe* di medici competenti dislocati territorialmente che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale. Si prevede nell’ambito di tale proces-

so 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.

In ambito sicurezza una ulteriore tematica è quella collegata ai rischi di incolumità per i dipendenti che operano a contatto con il pubblico e/o cittadini per esempio in attività legate al recupero della morosità, ai controlli sulla correttezza della raccolta differenziata, alle sostituzioni/distacchi di contatori. Per gestire tali rischi il Gruppo svolge attività di formazione specifica del proprio personale.

174

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.





Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità

Negli ultimi anni i temi riguardanti lo sviluppo sostenibile sono stati al centro delle agende politiche dei più importanti *leader* mondiali, spinti ad un reale e concreto dibattito sui questi temi da una sempre maggiore consapevolezza e necessità di azione da parte della società.

Nel novembre 2015 il CdA di A2A S.p.A. ha istituito il Comitato per il Territorio e la Sostenibilità e ha deciso di attuare un impegnativo programma di *Corporate Social Responsibility*, fondato su 4 pilastri: pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità e graduale trasformazione dello stesso in *Report Integrato*; definizione di una Politica e di un Piano di Sostenibilità e conseguente introduzione di obiettivi di sostenibilità nel sistema di incentivazione del *management*; estensione del modello di coinvolgimento degli *stakeholder* basato su forum *multistakeholder* e bilanci di sostenibilità territoriali; sviluppo di programmi di formazione interna finalizzati al consolidamento di un approccio condiviso alla sostenibilità.

Ad inizio 2016 è stato intrapreso un processo di consultazione con le prime linee e le aree aziendali che ha portato alla definizione della Politica e del Piano di Sostenibilità di A2A, che definiscono le linee strategiche del Gruppo per il raggiungimento degli obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite del 2030.

La Politica di Sostenibilità definisce nel suo *statement* il significato di sostenibilità per A2A: “Aiutare le Comunità ad essere sostenibili”, diventando protagonista di una nuova economia circolare, *low carbon* e basata su reti e servizi *smart*. La politica è costruita, infatti, intorno a quattro pilastri:

1. ECONOMIA CIRCOLARE: gestire in modo sostenibile i rifiuti durante il loro ciclo di vita;
2. DECARBONIZZAZIONE: contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali e comunitari di riduzione delle emissioni di gas effetto serra;
3. SMARTNESS NELLE RETI E NEI SERVIZI: accrescere l'affidabilità delle reti e dei servizi mediante l'innovazione tecnologica;
4. PEOPLE INNOVATION: contribuire attivamente al benessere delle comunità e al miglioramento delle condizioni di lavoro, accrescere la trasparenza e migliorare il dialogo con gli *stakeholder*.

Il Piano di Sostenibilità 2016-2020 è lo strumento che permette di tradurre in azioni concrete e di breve-medio periodo gli obiettivi della Politica di Sostenibilità. Ogni azione del Piano si compone di differenti indicatori che permettono di monitorare e misurare lo stato di avanzamento dell'azione.

I risultati 2016 degli obiettivi del Piano di Sostenibilità, così come le *performance* ambientali e sociali del Gruppo sono riportate nel Bilancio Integrato 2016 di A2A, il nono bilancio sulle *performance* di sostenibilità e il primo che rende definitiva l'adesione all'*Integrated Reporting Framework (IR Framework)*.

Il documento permette di rappresentare e comunicare in modo chiaro l'integrazione tra la sostenibilità economica del Gruppo e quella sociale e ambientale messa in atto nei processi decisionali aziendali, ma anche nella strategia, nella *governance* e nel modello di *business* del Gruppo.

All'interno del Bilancio Integrato si trovano tutte le informazioni relative alla gestione dei capitali con cui il Gruppo crea valore nel tempo:

- Capitale Finanziario: insieme delle risorse economiche impiegate nei processi produttivi;
- Capitale Manifatturiero: immobili, infrastrutture e mezzi fisici (impianti, macchinari, etc.) utilizzati per la produzione dei servizi offerti dall'azienda;
- Capitale Naturale: tutti i processi e le risorse ambientali che forniscono beni o servizi per la produzione dei servizi offerti dall'azienda;
- Capitale Umano: insieme delle competenze, capacità ed esperienze delle persone che lavorano nell'azienda;
- Capitale Intellettuale: risorse intangibili rappresentate da conoscenze organizzative e proprietà intellettuali del Gruppo;
- Capitale Relazionale: rappresenta la capacità dell'azienda di creare relazioni con gli *stakeholder* esterni e condivisione di valori al fine di aumentare il benessere individuale e collettivo.

179

Il Bilancio Integrato 2016 di A2A, presentato al Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. il 3 aprile 2017, è soggetto a revisione da parte di una società esterna e viene portato all'approvazione formale dell'Assemblea degli Azionisti insieme al presente documento, diventando parte integrante dell'informativa societaria del Gruppo verso i suoi *stakeholder*.





Altre informazioni

Altre informazioni

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

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A. è sottoposto a revisione contabile completa, da parte della società EY S.p.A. sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2016 al 2024.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari per l'attività di revisione nell'ambito del Gruppo nel corso del 2016, suddivisi tra il revisore principale EY S.p.A. e gli altri revisori.

Descrizione - Migliaia di euro	Revisore principale	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d'esercizio	169,0	
Revisione del bilancio consolidato	35,0	
Verifiche periodiche della contabilità	17,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	56,0	
Revisione dei conti annuali separati per AEEGSI	13,0	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	-	
Totale	290,0	0,0
Società controllate		
Revisione del bilancio d'esercizio	706,0	
Verifiche periodiche della contabilità	161,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	170,0	
Revisione dei conti annuali separati per AEEGSI	45,0	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	-	
Gruppo LGH ⁽¹⁾	283,0	
Totale	1.365,0	0,0
Società collegate e Joint Ventures ⁽²⁾		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	32,0	
Totale	32,0	0,0
TOTALE GRUPPO A2A	1.687,0	0,0

(1) L'importo per il Gruppo LGH si riferisce agli onorari di revisione sostenuti per l'intero esercizio 2016.

(2) Onorari sostenuti direttamente da A2A S.p.A..

Nel corso dell'esercizio 2016 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al network EY, altre attività per l'ammontare complessivo di 38 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente; inoltre nel periodo gennaio-giugno 2016, sempre per le attività sopra descritte, sono stati corrisposti 36 migliaia di euro alla precedente società di revisione del Gruppo.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2016 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie, pari allo 0,757% del Capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2016 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

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

Sedi secondarie

La società non ha sedi secondarie.

183

Parti correlate e consolidato fiscale

Si segnala che il dettaglio dei rapporti con le parti correlate, come richiesto dall'art. 2428 del codice civile, è riportato alla nota n. 40 del bilancio consolidato e alla nota n. 35 del bilancio separato.

Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007)

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

In applicazione di quanto previsto dall'articolo 39 del Regolamento Mercati emanato da Consob con riferimento alle "Condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti, società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" di cui all'art. 36 del citato Regolamento, A2A S.p.A. ha provveduto ad allinearsi, per quanto concerne la controllata EP CG, alle previsioni indicate in merito all'adeguatezza dei sistemi amministrativo-contabili, con riguardo alle dimensioni dell'attività in oggetto, e al flusso informativo verso la direzione e il revisore centrale, funzionale all'attività di controllo dei conti consolidati della Capogruppo.

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

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016" parte integrante della documentazione di bilancio.

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

Il Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2016 ha deliberato, previo parere favorevole del Comitato di Controllo Rischi, la revisione della procedura "Disciplina delle operazioni con Parti Correlate". La revisione della Procedura prevede in particolare la riduzione, introdotta in via facoltativa, della soglia per le operazioni con le controllate dei Comuni di Milano e Brescia, al di sopra della quale prevedere l'applicazione della Procedura stessa.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emissenti 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.

L'Assemblea per l'approvazione del bilancio, così come previsto dall'articolo 12.1 dello Statuto di A2A S.p.A., è convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

L'utilizzo di tale termine, rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'articolo 2364 comma 2 del Codice Civile, è motivata dalla circostanza che la società è tenuta alla redazione del bilancio consolidato.