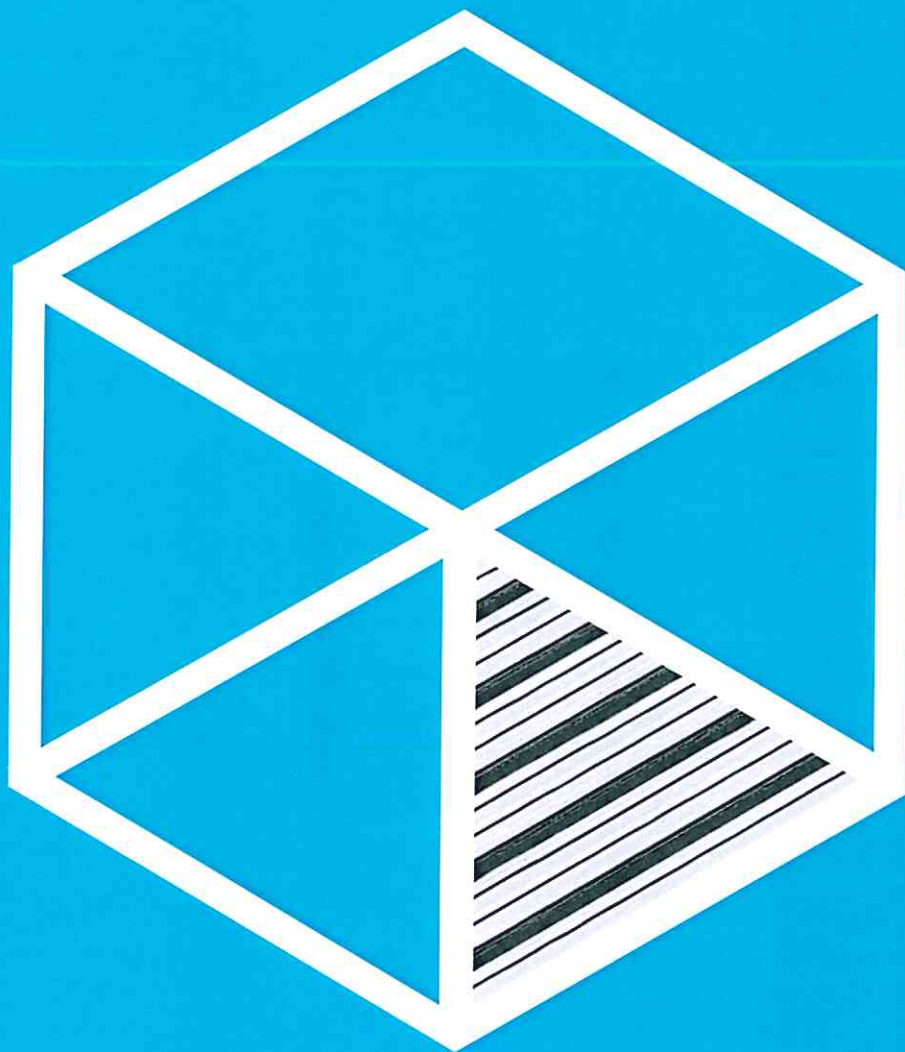




a2a

PRESENTE NEL FUTURO



2017

Relazione
sulla Gestione



Allegato E al n. 11383/43134 di Rep.
Notaio Mario Mistretta di Brescia



Relazione sulla Gestione

2017

Il presente Bilancio è consultabile sul sito
www.a2a.eu

Indice

Organi sociali	5
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
<i>Business Units</i>	8
Aree geografiche di attività	10
Struttura del Gruppo	12
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2017	13
Azionariato	16
A2A S.p.A. in Borsa	17
Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)	20
2 Scenario e Mercato	
Quadro macroeconomico	26
Andamento del mercato energetico	28
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	
<i>Business Unit</i> Generazione e Trading	32
<i>Business Unit</i> Commerciale	44
<i>Business Unit</i> Ambiente	48
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	54
<i>Business Unit</i> Estero	69



4 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	72
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	81
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017	88
Evoluzione prevedibile della gestione	90
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2017 e distribuzione del dividendo	91

5 Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività	94
Risultati per settore di attività	98
<i>Business Unit</i> Generazione e Trading	100
<i>Business Unit</i> Commerciale	103
<i>Business Unit</i> Ambiente	105
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	107
<i>Business Unit</i> Estero	110
A2A Smart City	111
Corporate	112

6 Rischi e incertezze

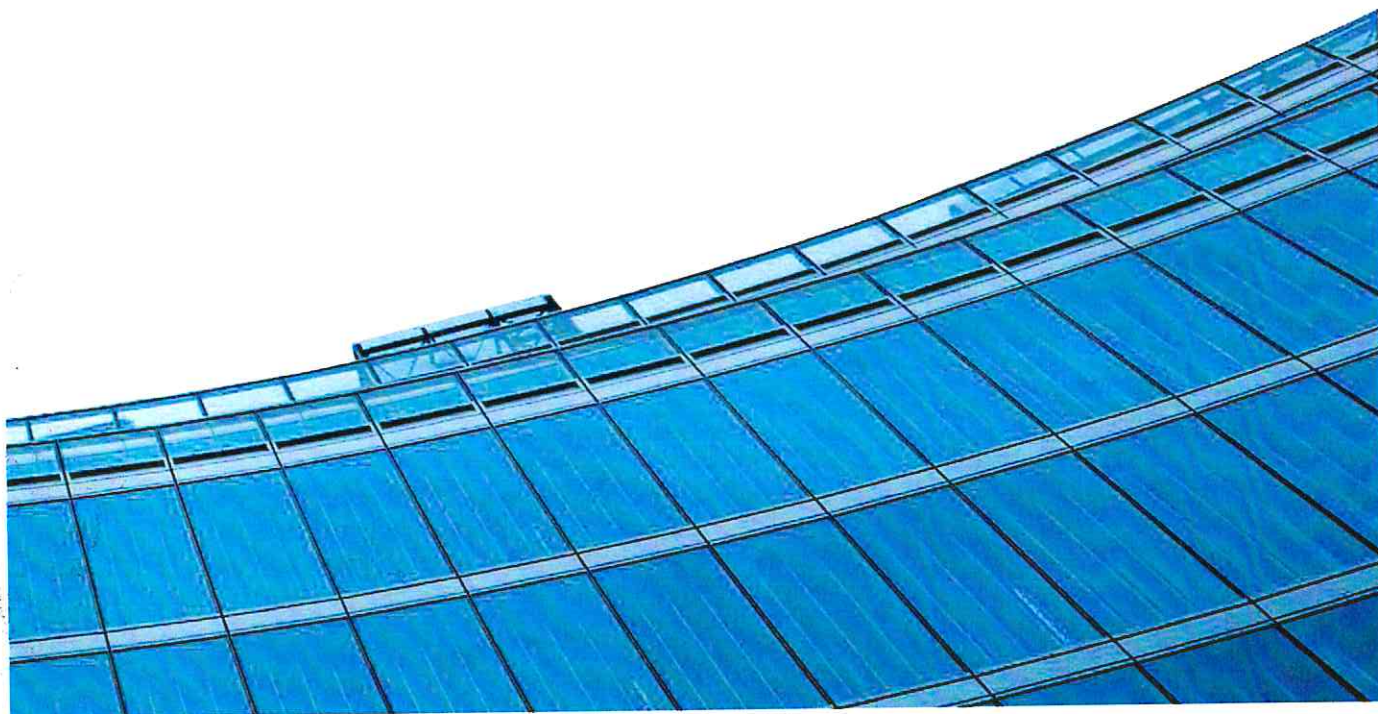
Rischi e incertezze	114
---------------------	-----

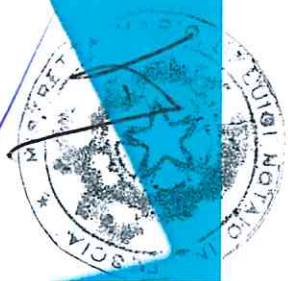
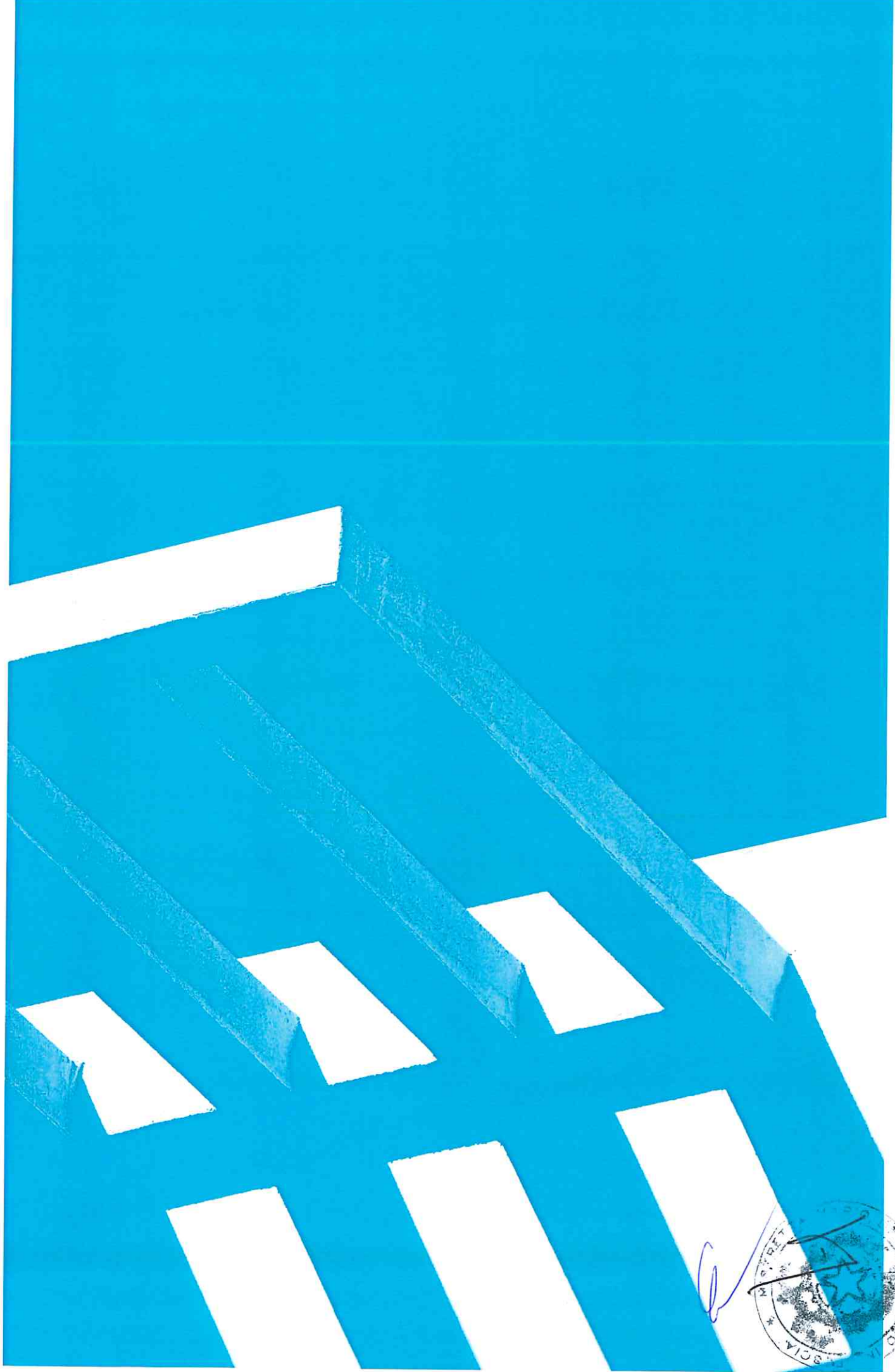
7 Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità	128
---	-----

8 Altre informazioni

Altre informazioni	132
--------------------	-----





Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE

Giovanni Valotti

VICE PRESIDENTE

Alessandra Perrazzelli

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE

Luca Camerano

CONSIGLIERI

Giambattista Brivio
Giovanni Comboni
Enrico Corali
Luigi De Paoli
Alessandro Fracassi
Maria Chiara Franceschetti
Guadiana Giusti
Secondina Giulia Ravera
Norberto Rosini

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE

Giacinto Gaetano Sarubbi

SINDACI EFFETTIVI

Maurizio Leonardo Lombardi
Chiara Segala

SINDACI SUPPLEMENTI

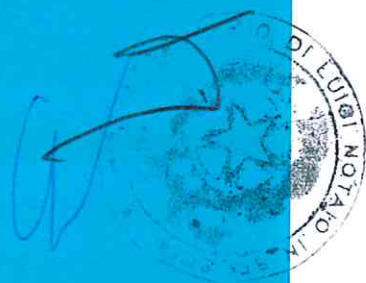
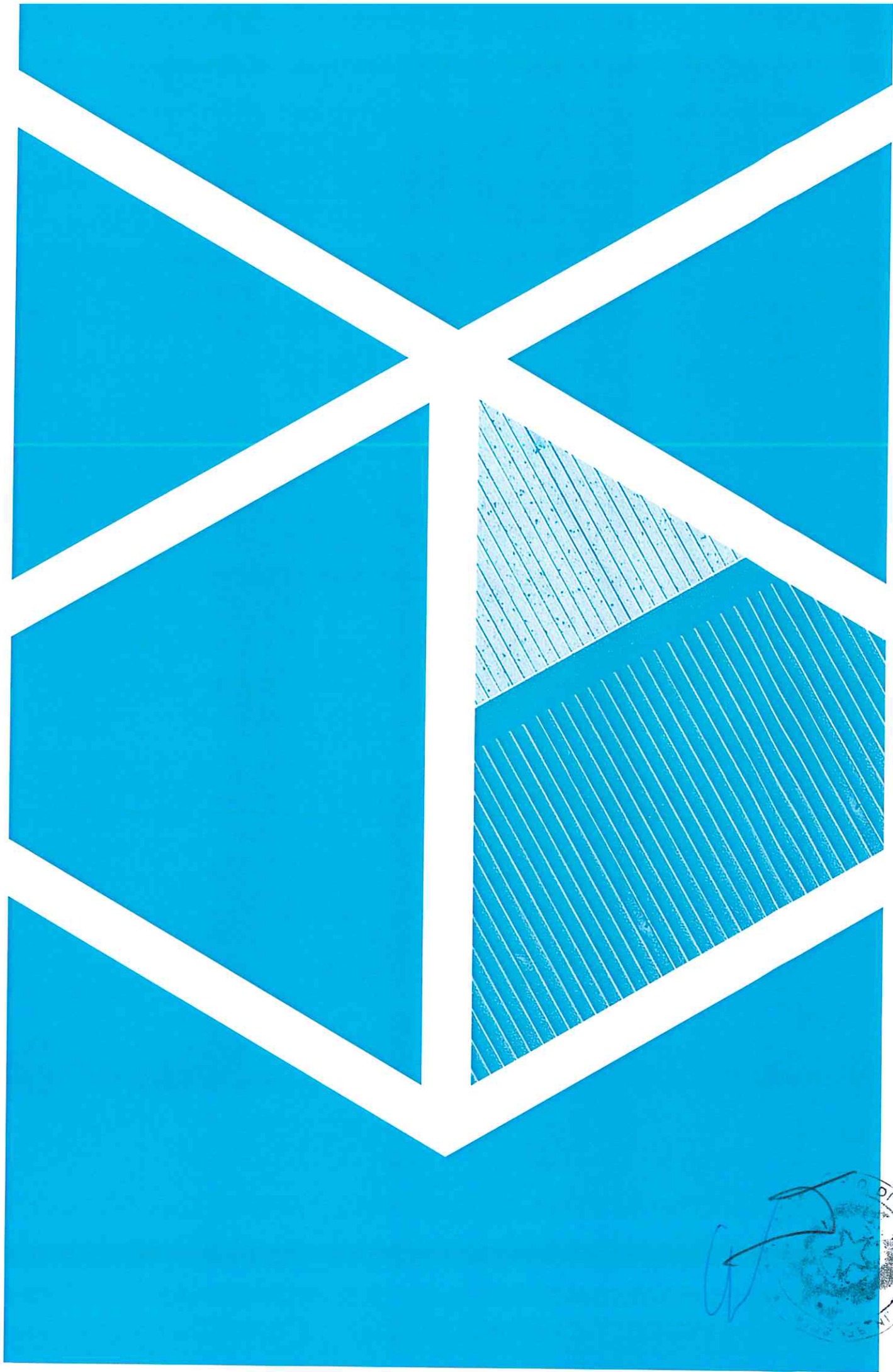
Sonia Ferrero
Stefano Morri

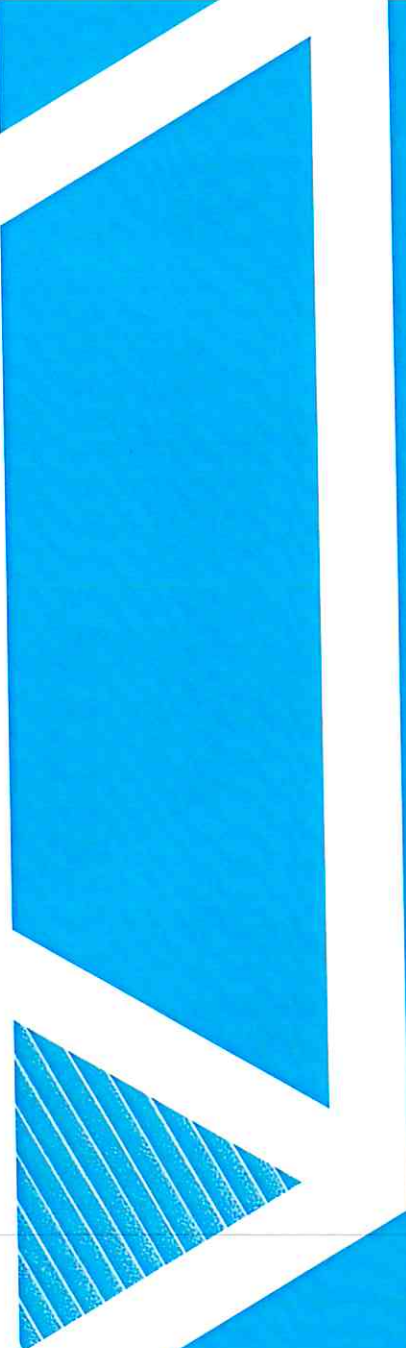
SOCIETÀ DI REVISIONE

EYS.p.A.

Organi sociali

- 1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A
- 2
Scenario e
mercato
- 3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A
- 4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione
- 5
Analisi dei
principali settori
di attività
- 6
Rischi e
incertezze
- 7
Gestione
responsabile
della sostenibilità
- 8
Altre
informazioni





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" precisate nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal management:

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici ed idroelettrici
- Energy Management

Estero

- Generazione e commerciale energia elettrica
- Reti elettriche

Commerciale

- Vendita Energia Elettrica e Gas

A2A Smart City

- Servizi di Telecomunicazione

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

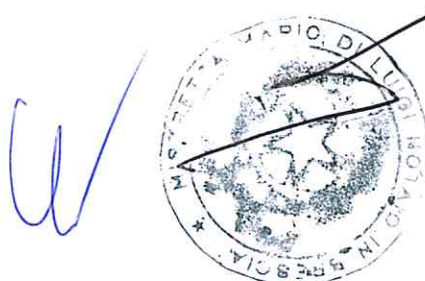
Corporate

- Servizi corporate

Reti e Calore

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- Illuminazione pubblica e altri servizi
- Servizi di Teleriscaldamento
- Servizi di gestione calore

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



Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

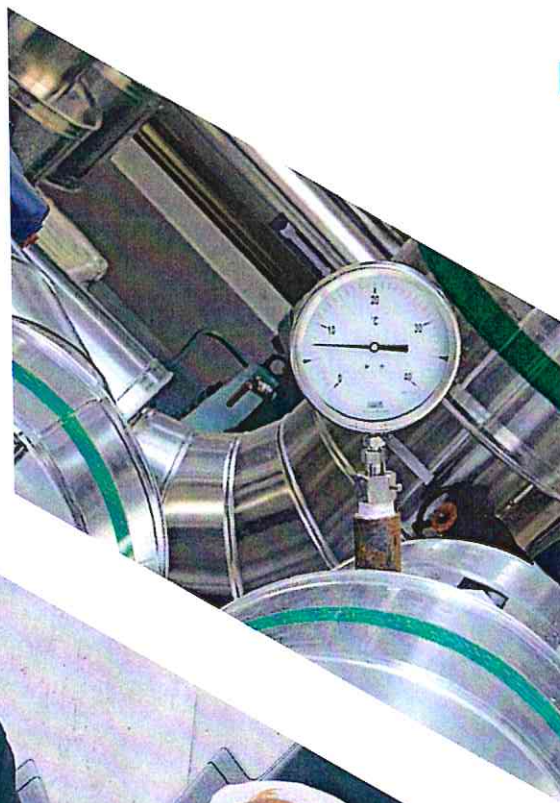
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni



Aree geografiche di attività



Organi sociali

1 **Dati di sintesi** **del Gruppo A2A**

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

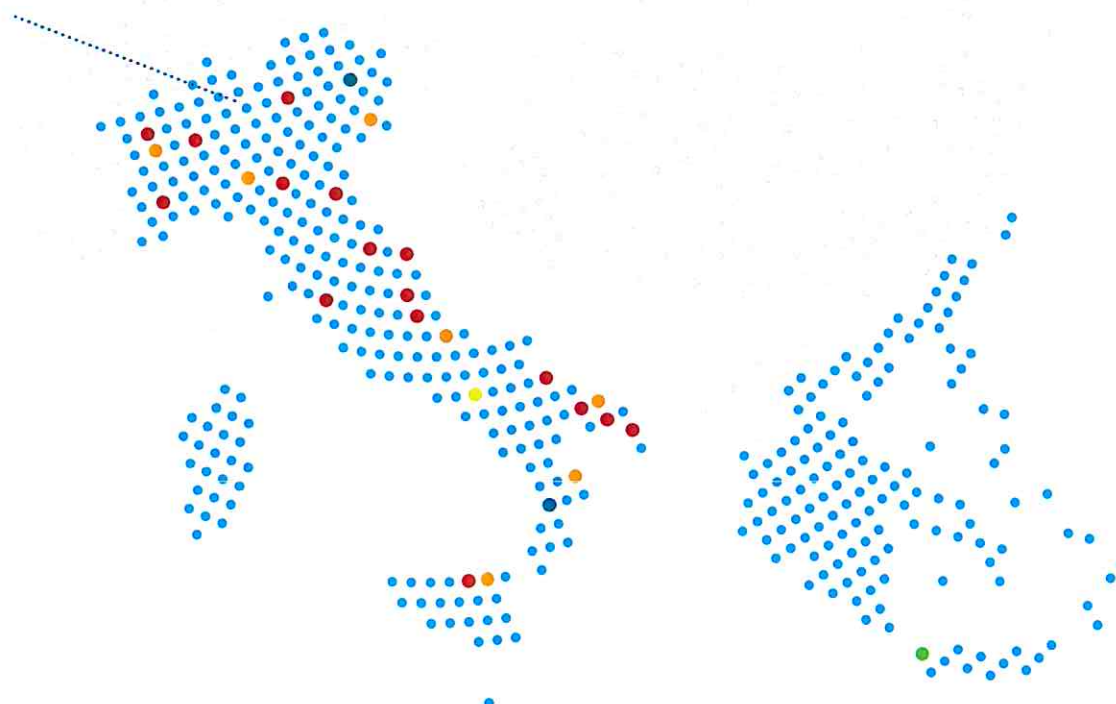
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

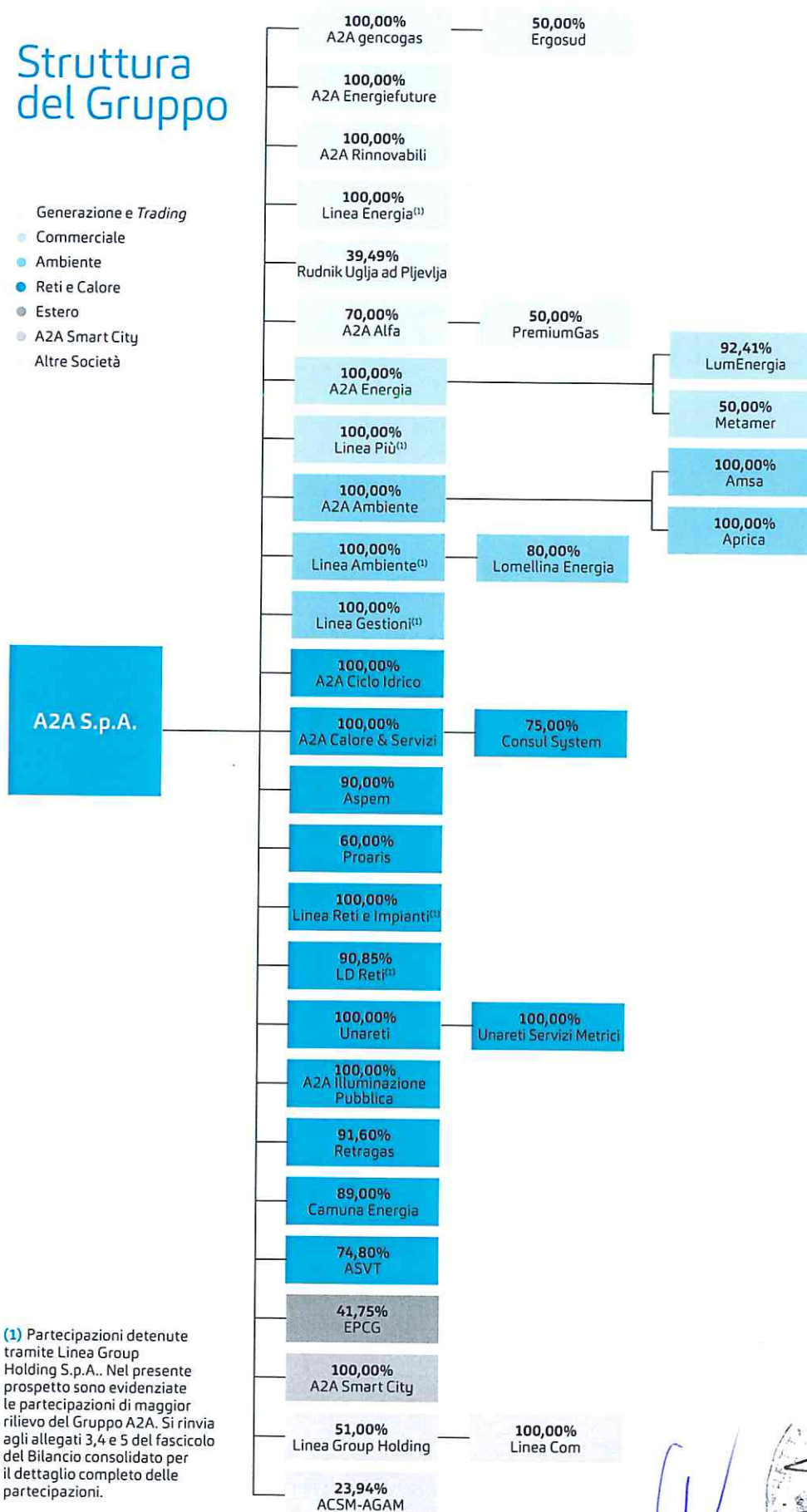
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

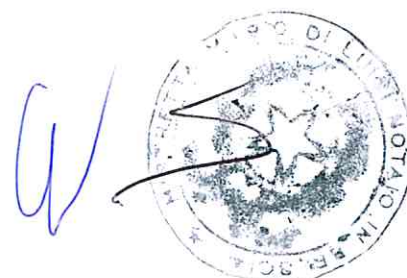


Struttura del Gruppo

- Generazione e Trading
- Commerciale
 - Ambiente
 - Reti e Calore
 - Estero
 - A2A Smart City
 - 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 2017 (**)



5.910

milioni di euro

RICAVI - REPORTED



1.211

milioni di euro

MARGINE OPERATIVO
LORDO - REPORTED

293

milioni di euro

RISULTATO
D'ESERCIZIO

0,0578

euro per azione

DIVIDENDO

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attivitàStruttura
del GruppoPrincipali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato

A2A S.p.A.
in BorsaIndicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)2
Scenario e
mercato3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione5
Analisi dei
principali settori
di attività6
Rischi e
incertezze7
Gestione
responsabile
della sostenibilità8
Altre
informazioni

Dati economici

milioni di euro

	01 01 2017 31 12 2017 Reported	01 01 2016 31 12 2016 Restated Reported
Ricavi	5.910	5.093
Costi operativi	(4.043)	(3.221)
Costi per il personale	(656)	(641)
Margine operativo lordo	1.211	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(505)	(758)
Risultato operativo netto	706	473
Risultato da transazioni non ricorrenti	1	56
Gestione finanziaria	(218)	(157)
Risultato al lordo delle imposte	489	372
Oneri per imposte sui redditi	(192)	(120)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	1	2
Risultato di pertinenza di terzi	(5)	(22)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	293	232
Margine operativo lordo/Ricavi	20,5%	24,2%

Comprende il risultato del Gruppo EPCG per cui dal mese di luglio 2017 è stata esercitata la *put option* di vendita, come meglio descritto al paragrafo "Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio".

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

Dati patrimoniali

milioni di euro

	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>
Capitale investito netto	6.239	6.415
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.013	3.279
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.226)	(3.136)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,07	0,96
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA <i>Reported</i>	2,7	2,5

Dati finanziari

milioni di euro

	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i>
Flussi finanziari netti da attività operativa	866	827
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(475)	(502)
<i>Free cash flow</i> (dato Rendiconto finanziario)	391	325

Indicatori significativi

	31 12 2017	31 12 2016
Media Euribor a sei mesi	(0,260%)	(0,165%)
Prezzo medio del <i>Brent</i> (USD/bbl)	54,8	45,1
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	53,9	42,7
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	61,8	48,2
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	74,8	54,2
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	19,6	15,6
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	5,8	5,4

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

(**) EU Emissions Trading System



Principali indicatori operativi del Gruppo

	31 12 2017	31 12 2016
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	12.370	8.826
Produzione idroelettrica (GWh)	3.464	4.279
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	8.781	9.300
EE venduta in Borsa (GWh)	13.774	12.048
Commerciale		
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	8.289	8.284
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.058	1.040
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	1.629	1.372
PDR Gas (#/1000)	1.298	1.306
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.605	1.477
Abitanti della raccolta serviti (#/1000)	3.549	3.502
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.366	2.817
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.772	1.714
Reti e Calore		
EE distribuita (GWh)	11.590	11.204
Gas distribuito (Mmc)	2.480	2.096
Acqua distribuita (Mmc)	69	62
RAB Energia Elettrica (M€)	649	653
RAB Gas (M€)	1.160	1.137
Vendita calore (GWht)	2.682	2.412

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

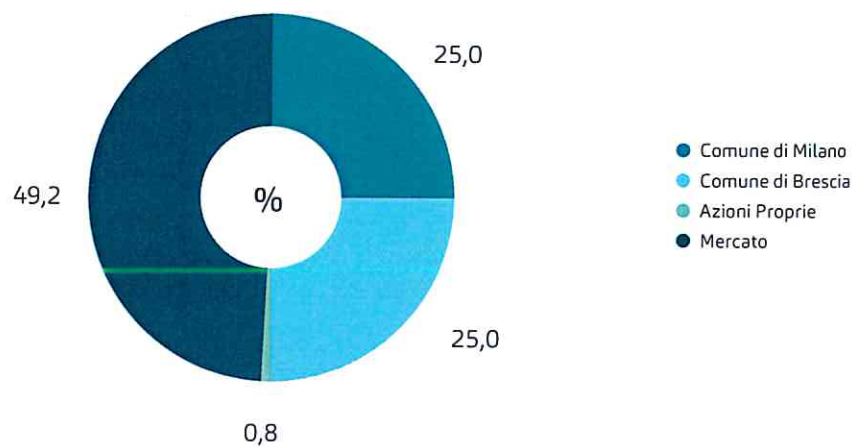
Business Units

Aree geografiche
di attivitàStruttura
del GruppoPrincipali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato

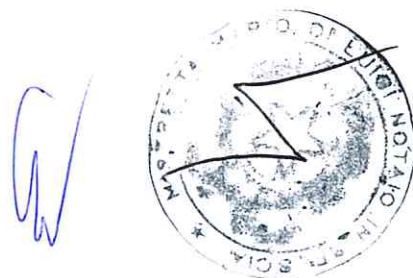
A2A S.p.A.
in BorsaIndicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)2
Scenario e
mercato3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione5
Analisi dei
principali settori
di attività6
Rischi e
incertezze7
Gestione
responsabile
della sostenibilità8
Altre
informazioni

Azionariato



Dati societari di A2A S.p.A.

	31 12 2017	31 12 2016
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	23.721.421



A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 29 dicembre 2017 (milioni di euro)	4.831
Capitale sociale al 29 dicembre 2017 (azioni)	3.132.905.277
2017	
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.455
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.729.351
Prezzo medio (euro per azione)	1,422
Prezzo massimo (euro per azione)	1,635
Prezzo minimo (euro per azione)	1,232

Fonte: Bloomberg

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 24 maggio 2017 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0492 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
MSCI Europe Small Cap
WisdomTree International
S&P Global Mid Small Cap

Indici etici

ECPI Euro ESG Equity
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Europe 120
Solactive Climate Change Index
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

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

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017*

Azionariato

**A2A S.p.A.
in Borsa**

*Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)*

**2
Scenario e
mercato**

**3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

**4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

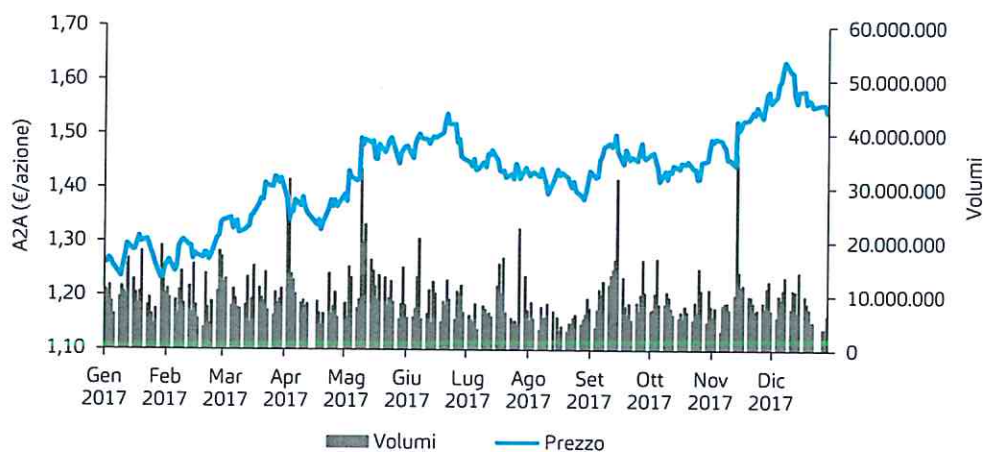
**5
Analisi dei
principali settori
di attività**

**6
Rischi e
incertezze**

**7
Gestione
responsabile
della sostenibilità**

**8
Altre
informazioni**

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2016 = 100)

Volatilità storica del 2017

A2A: 19,4%

FTSE MIB: 14,3%



Fonte: Bloomberg

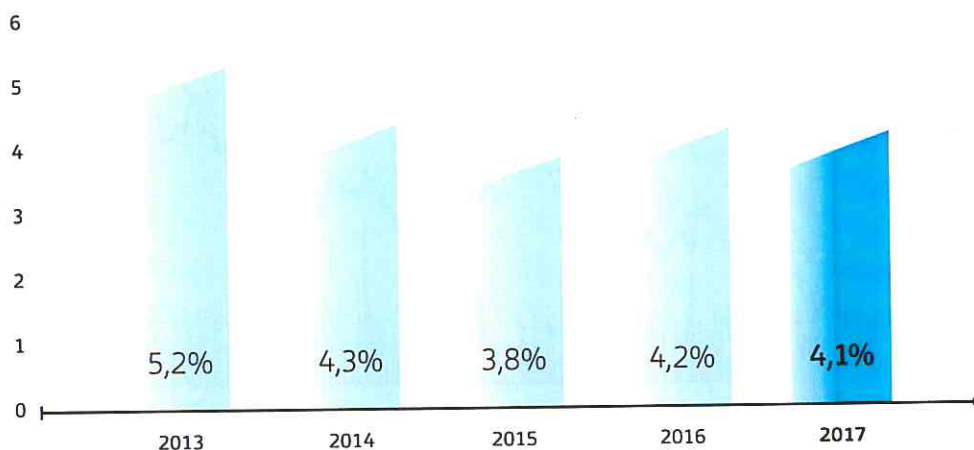
Rating

		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



Dividendo su valore medio anno dell'azione (*dividend yield*)



Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2017
Azionariato

**A2A S.p.A.
in Borsa**

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

2
Scenario e mercato

3
Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A

4
Risultati consolidati e andamento della gestione

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

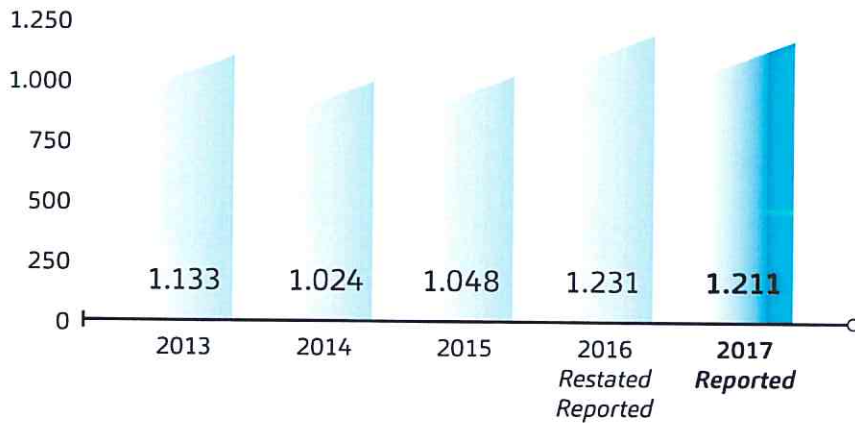
7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

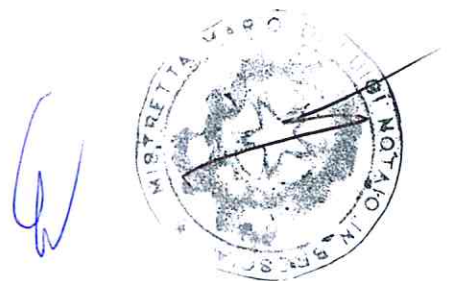
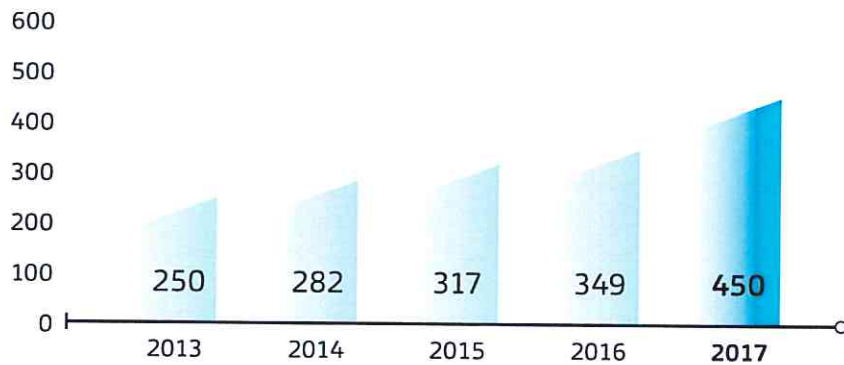
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



Investimenti Netti

milioni di euro



Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017
Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

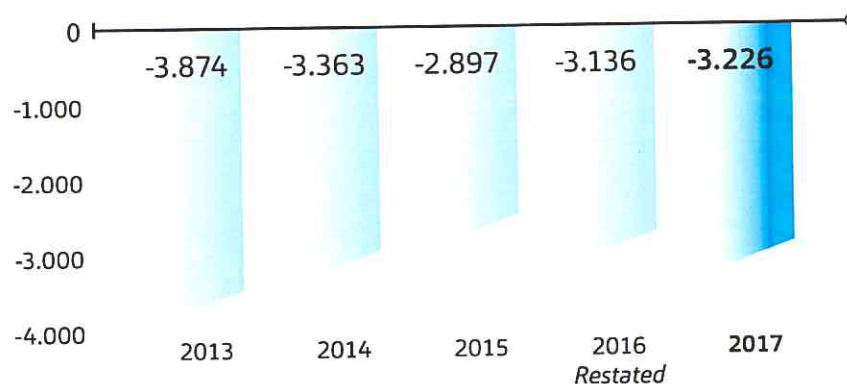
6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

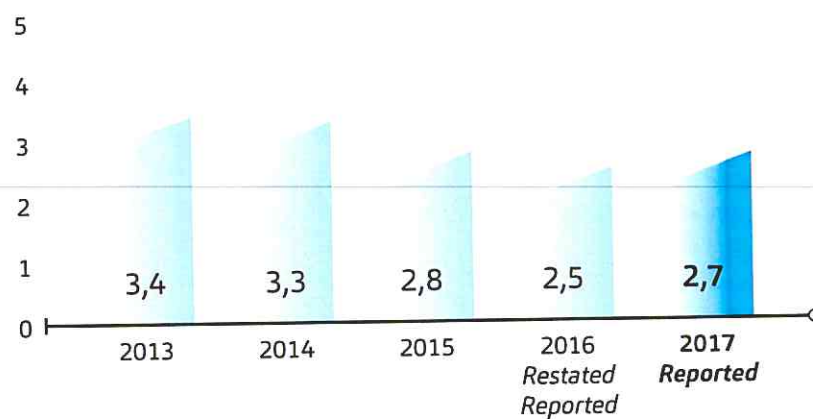
8
Altre
informazioni

Posizione Finanziaria Netta

milioni di euro

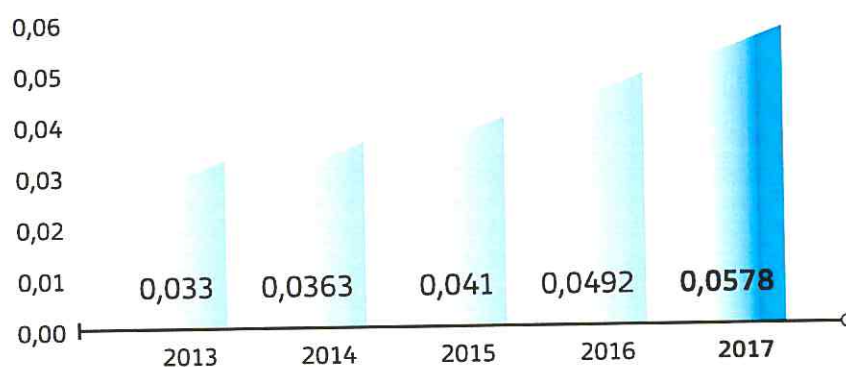


Posizione Finanziaria Netta / EBITDA



Dividendo

euro per azione



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.

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

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 dal Gruppo sono di seguito descritte.

Margine operative lordo

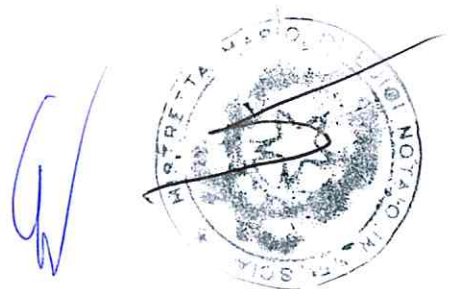
Il **Margine operative lordo** è un indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come la somma del "Risultato operativo netto" più gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni".

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* delle attività non correnti cedute e 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.



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 scariche;
- 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.

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.

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2017
Azionariato
A2A S.p.A. in Borsa

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
imprati sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

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

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

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

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

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

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

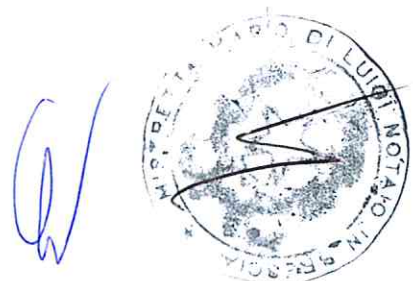
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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



The background of the page is a solid blue color. On the left side, there is a vertical white strip. Within this strip, there are several blue geometric shapes: a large triangle at the top, a smaller triangle below it, and a larger triangle at the bottom. These shapes are arranged in a way that they appear to be part of a larger, abstract design. The text '2 Scenario e mercato' is located in the bottom right corner of the page, in a white, sans-serif font.

2 Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo anno 2017

Nel corso del 2017 l'economia mondiale è cresciuta a ritmi sostenuti evidenziando segnali crescenti di sincronizzazione. A fare da traino sono le economie avanzate ed in particolare gli Stati Uniti che risentono dell'effetto positivo della riforma fiscale di Trump. L'economia mondiale, secondo le valutazioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI), è stimata crescere al 3,7% nell'anno 2017 (lo 0,1% in più rispetto alla previsione di ottobre).

Nel terzo trimestre del 2017 il Prodotto Interno Lordo (PIL) negli Stati Uniti è cresciuto del 3,2%, in rialzo sia rispetto al trimestre precedente (+3,1%) che al primo trimestre 2017 dove aveva registrato solo un +1,4%. La crescita è stata trainata soprattutto dall'espansione dei consumi privati e dal contributo delle esportazioni. In Giappone il PIL del terzo trimestre 2017 è aumentato ad un tasso dell'1,4%, registrando un +0,3% sul trimestre precedente grazie alla spinta delle esportazioni (fonte: Istituto di Ricerca Economica e Sociale del Cabinet Office Giapponese). La Cina ha registrato nel quarto trimestre 2017 una crescita del 6,8% che ha portato il ritmo di espansione dell'intero anno ad un +6,9% contro il +6,7% dell'anno precedente (fonte: Ufficio nazionale di statistica cinese). Secondo la stima del FMI, il PIL dell'India nel 2017 è atteso nell'intorno del +6,7% mentre quello del Brasile a +0,7%. Continua a crescere la Russia nel quarto trimestre dell'anno a seguito della ripresa dei corsi petroliferi: nel 2017 il PIL è atteso attestarsi in un *range* compreso fra +1,4% e +1,8%.

Secondo la stima preliminare del FMI il PIL dell'Area Euro è atteso al 2,4% nel 2017, grazie al recupero dei consumi privati e pubblici. Si tratta del tasso di crescita più alto registrato dal 2007. All'interno dell'Area Euro è la Germania a trainare la ripresa evidenziando una crescita del 2,2%, il ritmo più elevato dal 2011. L'ottimo andamento è ascrivibile principalmente alla domanda interna, trainata dai consumi delle famiglie (+2%), da quelli pubblici (+1,4%), dagli investimenti in costruzioni (+2,6%) ed in macchinari (+3,5%).

Per quanto concerne l'Italia, il Fondo Monetario Internazionale e la Banca d'Italia indicano che in media il PIL è previsto all'1,6% nel 2017 (lo 0,1% in più rispetto alla previsione di ottobre).

Relativamente all'indice dei prezzi al consumo nell'Area Euro, l'*Eurostat* ha comunicato che l'inflazione si è attestata all'1,4% nel mese di dicembre 2017 rispetto all'1,5% registrato in novembre. Nella media dell'anno l'inflazione acquisita è pari ad un +1,5%. La ripresa dell'inflazione non è stata tuttavia omogenea tra i vari paesi dell'Area Euro: l'incremento più significativo è arrivato dalla Germania dove l'inflazione è risultata pari all'1,7%.

L'inflazione italiana nel 2017 è aumentata dell'1,2% e torna positiva dopo il -0,1% registrato nel 2016 (fonte: Istat). Ad incidere sono stati in particolare gli aumenti dei prezzi delle divisioni di spesa trasporti (+3,4%, che inverte la tendenza rispetto al -1,4% del 2016), prodotti alimentari (+1,9%, in marcata accelerazione rispetto al +0,2% dell'anno precedente) e servizi ricettivi e di ristorazione (+1,6% da +0,7%).

Nella riunione del 25 gennaio 2017, 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* all'attuale ritmo mensile di 30 miliardi fino a settembre 2018 e anche oltre se necessario ed in ogni caso finché non riscontrerà un aggiustamento durevole dell'evoluzione dei prezzi coerente con l'obiettivo di inflazione prossima al 2%. Confermando le attese, nella riunione del 31 gennaio 2018, la *Federal Reserve* (FED) ha lasciato i tassi invariati sui *federal funds* nel *range* compreso fra l'1,25% e l'1,50%. Inoltre nel mese di ottobre ha preso avvio il graduale processo di normalizzazione del bilancio attraverso la progressiva riduzione dell'ammontare di titoli detenuti, ad un ritmo di 10 miliardi al mese fino ad un massimo di 50 miliardi.

Nel quarto trimestre 2017 è proseguito l'apprezzamento della moneta unica nei confronti del dollaro, con un valore medio di periodo pari a 1,18 dollari. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,13 dollari nel 2017, in aumento del 2% rispetto all'anno 2016.



Le prospettive

In prospettiva, l'attività economica mondiale dovrebbe evidenziare un ulteriore moderato rafforzamento continuando a beneficiare del supporto delle politiche monetarie e di bilancio nelle economie avanzate e della ripresa delle economie emergenti esportatrici di materie prime. Il Fondo Monetario Internazionale prevede che le economie avanzate cresceranno in media del 2% nel 2018 mentre quelle emergenti del 4,9%.

Permangono però diversi fattori di rischio tra cui le crescenti pulsioni protezionistiche, il persistere di un basso livello dell'inflazione e dei salari a livello globale nonché l'elevata esposizione finanziaria cinese che potrebbe mettere a rischio la stabilità internazionale. Permane infine il pericolo delle tensioni geopolitiche in vista dell'esito di importanti elezioni in vari paesi del mondo, tra i quali Brasile, Colombia, Italia e Messico.

Secondo quanto pubblicato dal Fondo Monetario Internazionale (FMI) il PIL mondiale crescerà del 3,9% sia nel 2018 che nel 2019 (+0,2% per entrambi gli anni rispetto alla previsione di ottobre) spinto dalla crescita della produzione industriale e dalla ripresa dell'occupazione oltre che dei flussi commerciali. Tra le principali economie avanzate, la riforma delle tasse voluta da Donald Trump farà correre gli Stati Uniti: il PIL statunitense dovrebbe crescere del 2,7% nel 2018 (+0,4 punti rispetto alla stima di ottobre) e del 2,5% nel 2019 per effetto dell'aumento degli investimenti legato alla riduzione delle tasse alle imprese. In Giappone il PIL è previsto a +1,2% nel 2018 e a +0,9% nel 2019. Quanto alle economie emergenti il risultato più brillante è dell'India che crescerà a un ritmo del 7,4% quest'anno e del 7,8% nel 2019. Destinata a rallentare leggermente l'economia cinese, con un PIL previsto al +6,6% nel 2018 e +6,4% nel 2019. Rivista al rialzo la stima del PIL per il Brasile che crescerà del 2,0% nel 2018 così come quella della Russia che passa dall'1,4 della precedente previsione all'1,7% (fonte: Banca Mondiale).

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro, formulate dal FMI, prevedono una crescita annuale del PIL del 2,2% nel 2018, del 2% nel 2019 e dell'1,7% nel 2020. Rispetto ad ottobre, le prospettive di crescita sono state riviste al rialzo in misura considerevole in quanto ci si attende che l'espansione economica in atto nell'area Euro continui ad essere sostenuta dalle misure di politica monetaria della BCE. Previsti in rialzo il PIL tedesco (+2,3% nel 2018 e +2% nel 2019 rispettivamente da +2,1% e +1,7%) e francese (+1,9% per il biennio 2018-19 da +1,6%). Rivisto lievemente al ribasso al +2,4% (dal +2,5%) il PIL 2018 della Spagna, come conseguenza dell'effetto dell'incertezza politica su fiducia e domanda.

Relativamente all'Italia, il Fondo Monetario Internazionale stima la crescita del PIL all'1,4% per il 2018, e all'1,1% nel 2019, grazie alla ripresa dei consumi e degli investimenti.

L'inflazione nell'Area Euro dovrebbe aumentare gradualmente nel medio termine, sostenuta dalle misure di politica monetaria della BCE, dal perdurare dell'espansione economica nonché dalla progressiva riduzione della capacità produttiva inutilizzata e dall'incremento dei salari associati a tale espansione. Secondo le previsioni di dicembre, formulate dagli esperti della BCE, l'inflazione nel 2018 è prevista attestarsi all'1,4%, condizionata dall'intensità degli aumenti dei beni alimentari ed energetici verificatisi nel 2017, per poi risalire nel 2019 all'1,5% e all'1,7% nel 2020.

Relativamente all'Italia, è previsto un tasso d'inflazione all'1,1% nel 2018 e all'1,5% nel 2019. La flessione prevista per il 2018 è riconducibile principalmente all'esaurirsi dell'effetto del rincaro dei beni energetici e alimentari registrato all'inizio del 2017 (fonte: Banca d'Italia).

Per quanto concerne il rapporto di cambio della moneta unica risulteranno determinanti gli andamenti dei livelli di tasso di interesse e dunque i ruoli delle banche centrali. In particolare, la Banca Centrale Europea (BCE) e la *Federal Reserve* (FED) saranno alle prese con importanti scelte di politica monetaria ed entrambe si troveranno di fronte al rischio di un calo delle aspettative inflazionistiche. Tuttavia, mentre la FED ha avviato già da tempo una fase di normalizzazione dei tassi di interesse, che a fine 2018 dovrebbero raggiungere il livello del 2% se verrà rispettata la previsione di 3 aumenti nel corso dell'anno, la BCE si trova ancora a zero e il *consensus* appare unanime nel prevedere un primo rialzo solo nel 2019.

Secondo i principali analisti il cambio EUR/USD nel 2018 resterà abbondantemente sopra quota 1,20 e le motivazioni sono principalmente due: da un lato la crescita economica dell'Eurozona e dall'altro le attese del mercato in merito alla possibile fine del *Quantitative Easing* della BCE.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
**Scenario e
mercato**

Quadro
macroeconomico

Andamento
del mercato
energetico

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Andamento del mercato energetico

Le quotazioni delle principali *commodities* energetiche europee, dopo aver tracciato una parabola discendente culminata nel 2016, hanno evidenziato nel 2017 una crescita a doppia cifra pur senza raggiungere i valori di massimo toccati nel biennio 2014/2015.

Nell'anno 2017 il prezzo del Brent ha oscillato prevalentemente fra i 50 e i 60 \$/bbl, con una media annua di 54,8 \$/bbl, in aumento del 21,6% rispetto al 2016 (pari a 45,1 \$/bbl).

Ad influire sul recupero delle quotazioni, soprattutto negli ultimi mesi dell'anno, le intenzioni manifestate dai membri *Opec* di voler prolungare temporalmente (per tutto il 2018) ed estendere ad altri paesi l'accordo sui tagli alla produzione con l'obiettivo di mantenere i prezzi sui livelli attuali, che appaiono un giusto compromesso sia per i Paesi produttori che per quelli consumatori. Le previsioni diffuse dall'Unione Petrolifera evidenziano una quotazione del Brent che nella media del 2018 è attesa attestarsi in un *range* compreso tra i 55 e i 65 \$/bbl; tuttavia pressioni al ribasso potrebbero derivare dalla reattiva risposta dello *shale oil* americano.

La domanda mondiale di petrolio nel 2017 si è attestata in media a 97,0 milioni di barili al giorno, con un aumento dell'1,6% rispetto al 2016. A questo risultato ha contribuito soprattutto la Cina con un incremento di ben 600.000 barili al giorno; la domanda cresce per il terzo anno consecutivo anche in Europa, superando la soglia dei 14 milioni di barili al giorno. A livello mondiale il petrolio si conferma la prima fonte di energia, con una quota stimata in circa il 32%, seguito dal carbone con il 27% e dal gas con il 22%. Secondo l'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA), nel 2018 la domanda mondiale di petrolio è destinata a crescere di ulteriori 1,7 milioni di barili al giorno.

Per quanto concerne l'offerta, sempre secondo l'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA), nel 2018 la produzione americana è prevista crescere ad un livello record pari a 10,3 milioni di barili al giorno, l'11% al di sopra dei 9,3 milioni di barili al giorno del 2017. Se queste previsioni si dovessero verificare gli Stati Uniti diventerebbero il primo produttore di petrolio al mondo superando Russia ed Arabia Saudita. L'*Opec*, nel rapporto mensile di dicembre, prevede che l'offerta dei Paesi appartenenti al cartello economico si stabilizzi a 33,2 milioni di barili al giorno nel 2018, per bilanciare un mercato caratterizzato da una domanda globale di 98,5 milioni di barili al giorno.

Il carbone nel 2017 ha evidenziato quotazioni elevate fin dal mese di gennaio; ha registrato una contrazione nel secondo trimestre (prossima ai 70 \$/tonn) per poi risalire ulteriormente a partire dal secondo semestre dell'anno. Il prezzo medio del carbone nel 2017 si è attestato a 83,8 \$/tonn, registrando un aumento del 40,4% rispetto al 2016 (pari a 59,7 \$/tonn) trainato dalla domanda dei paesi asiatici, in primis dalla Cina. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 90 \$/tonn.

Energia Elettrica

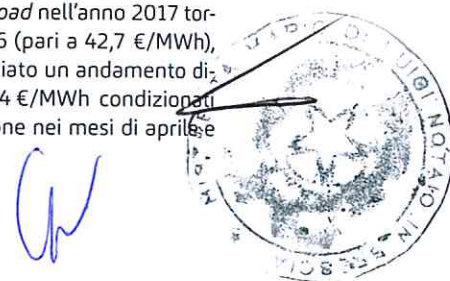
Crescono i consumi elettrici in Italia nel 2017 raggiungendo i massimi dal 2013: il fabbisogno netto di energia elettrica è stato pari a 320.437 GWh (fonte: Terna) in aumento del 2,0% rispetto al 2016.

La produzione netta di energia è stata pari a 285.118 GWh in aumento dell'1,9% su base annua. La ridotta idraulicità ha determinato una sensibile diminuzione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 37.530 GWh registrando una contrazione del 14,3% rispetto al precedente esercizio. In aumento la produzione termoelettrica che evidenzia un +4,6% rispetto all'anno 2016 e si attesta a 199.500 GWh, beneficiando dei bassi livelli di idraulicità ed *import* (in particolare nei primi mesi dell'anno con riferimento alla contrazione della produzione da fonte nucleare registrata in Francia).

Per quanto concerne le fonti rinnovabili, si osserva un andamento discordante: il fotovoltaico registra un incremento del 14,0% rispetto al 2016; per contro risultano in calo sia la produzione geotermica (-1,4%) che, in misura minore, quella eolica (-0,2%) che ha evidenziato una forte contrazione nella prima parte dell'anno.

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'88,3% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nell'anno 2017 torna a crescere attestandosi a 53,9 €/MWh, rispetto al minimo storico del 2016 (pari a 42,7 €/MWh), registrando quotazioni in linea con il biennio 2014-2015. Il prezzo ha evidenziato un andamento discordante nell'arco dell'anno: partendo dai valori elevati di gennaio (pari a 72,24 €/MWh condizionati dalla fermata di alcuni impianti nucleari francesi) ha registrato una contrazione nei mesi di aprile e



maggio (entrambi nell'intorno dei 43,0 €/MWh) per poi risalire gradualmente nel terzo trimestre ed attestarsi nell'ultimo trimestre del 2017 ad un valor medio di 61,8 €/MWh.

La crescita del PUN ha riflesso un contesto caratterizzato dall'ascesa delle quotazioni delle principali *commodities*, tra cui in particolare quella del gas, nonché dalla ripresa dei volumi scambiati. Quotazioni medie in rialzo anche per il prezzo nelle ore di alto carico (+28,2% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 61,8 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un aumento del 24,8% attestandosi a 49,6 €/MWh. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi del PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 51 €/MWh.

Gas Naturale

Nell'anno 2017 la domanda di gas naturale è aumentata del 6,1% rispetto al 2016 attestandosi a 74.683 Mmc (fonte: Snam Rete Gas), consolidando la progressiva ripresa rispetto al valore di minimo raggiunto nel 2014.

La crescita ha interessato prevalentemente i consumi del settore termoelettrico che si attestano a 25.438 Mmc ed evidenziano un incremento dell'8,8% rispetto all'anno 2016 nonostante il brusco calo avvenuto nei mesi di settembre (-21% rispetto a settembre 2016) e dicembre (-9% rispetto a dicembre 2016); l'incremento è stato particolarmente caratterizzato dall'aumento della domanda elettrica e dal calo della produzione rinnovabile idroelettrica. I consumi del settore industriale confermano la fase di ripresa e si attestano a 14.342 Mmc evidenziando un incremento del 7,1% rispetto al 2016. Risultano in crescita anche i consumi del settore residenziale e commerciale nella media del 2017 (+3,1%).

Dal lato dell'offerta prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale che si portano a 69.216 Mmc (+6,4% rispetto all'anno 2016) mentre la produzione nazionale risulta in flessione del 5,9%. L'*import* ha rappresentato circa il 93% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte. Tra i punti di entrata, le importazioni di gas naturale proveniente dalla Russia a Tarvisio permangono la principale fonte pari a 30.082 Mmc (+6,8%), seguono le importazioni di gas algerino a Mazara stabili rispetto al 2016 (18.880 Mmc, +0,3%). In ripresa, invece, l'*import* dal Nord Europa (+8,1%) mentre si riduce quello dalla Libia (-3,2%).

Il prezzo del gas al TTF per il 2017 è stato pari a 17,3 €/MWh in aumento del 23,9% rispetto all'anno precedente (pari a 14,0 €/MWh). Il prezzo del gas al PSV ha evidenziato nel periodo una *trend* che partendo dai valori elevati del mese di gennaio, pari a 22,8 €/MWh, ha registrato una contrazione nel mese di marzo portandosi a 17,8 €/MWh per poi assestarsi nel terzo trimestre dell'anno su valori prossimi ai 18,0 €/MWh ed aumentare nell'ultimo trimestre ad un valore medio di circa 22,0 €/MWh. Il prezzo medio del gas al PSV per l'intero anno 2017 è stato pari a 19,6 €/MWh in aumento del 25,5% rispetto al 2016 (pari a 15,6 €/MWh). Per l'esercizio 2018 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi nell'intorno dei 20,0 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF, per il periodo in esame, pari a 2,3 €/MWh in rialzo rispetto al differenziale dell'anno precedente (1,7 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare per l'anno 2018 uno *spread* strutturale rispetto al TTF, rivelando un mercato corto e dipendente dall'*import* dal Nord ed Est Europa. Per l'anno 2018 si prevede uno *spread* nell'intorno di 2 €/MWh (fonte: Ref).

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
**Scenario e
mercato**

Quadro
macroeconomico

Andamento
del mercato
energetico

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

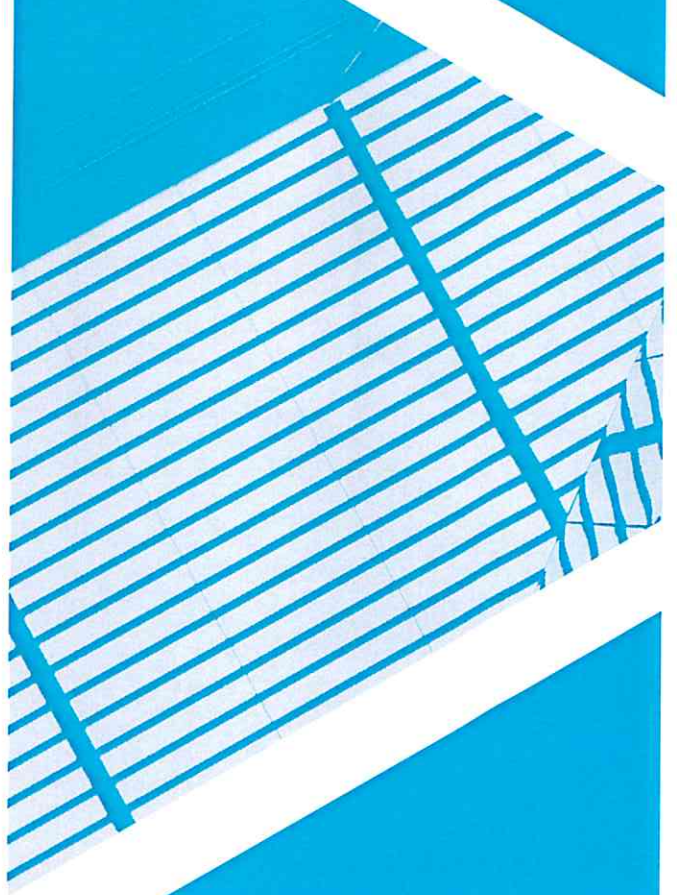
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni





[Handwritten signature]



3
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.

Dal 2004 il meccanismo prevede che l'Autorità determini ex ante lo specifico 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 inoltre che, a regime, la remunerazione della capacità dovesse basarsi su un meccanismo di mercato (*capacity market*), successivamente definito con Delibera dell'Autorità 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) a fronte dell'obbligo ad offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia (MGP) e dei servizi (MSD), restituendo alla controparte Terna la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento ed un prezzo *strike* (in €/MWh). Trattasi tecnicamente di un "contratto alle differenze ad una via".

Inizialmente il suddetto disegno prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale. Con Delibera 95/2015/1/rel 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 (cosiddetta *fase di prima attuazione*).

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato in modo informale alla DG Competition il meccanismo di cui alla Delibera ARG/elt 98/11 per verificarne la legittimità con la disciplina in tema di aiuti di Stato. Numerose sono state le interlocuzioni tra la DG Competition, la DG Energy, il MiSE, l'Autorità e Terna fino alla notifica formale che è avvenuta il 23 agosto 2017.

Nel frattempo l'affinamento dello schema italiano è proseguito sia ad opera di Terna che dell'Autorità.

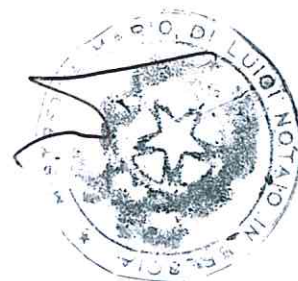
Terna ha pubblicato tre documenti di consultazione (DCO) i cui principali elementi di novità sono:

- per la fase di prima attuazione l'apertura alle unità di produzione di taglia inferiore a 10 MVA, alla generazione rinnovabile (che non riceve incentivi dal GSE o vi rinuncia) e alla domanda abilitata su MSD; le risorse flessibili sono premiate unicamente attraverso il riconoscimento della priorità nella selezione nel caso di pluralità di offerte al prezzo marginale;
- per la fase di regime, oltre a quanto esposto nel punto precedente, la partecipazione diretta delle risorse estere;
- la modifica della curva di domanda che viene semplificata e resa *compliant* con le indicazioni europee, rispecchiando le scelte governative in termini di spesa massima accettabile e di livello di sicurezza (funzione del parametro *Loss of Load Expectation* – LOLE, stabilito dal MiSE, e rappresentante la durata massima di distacco del carico accettabile a livello Paese).

L'Autorità ha pubblicato i DCO 713/2016 e 592/2017 in tema di:

- obblighi degli impianti contrattualizzati da cui risulta maggiormente incentivata l'offerta della capacità su MGP a valori inferiori o uguali allo *strike price*;
- fissazione di *cap* al premio differenziati nella *fase di prima attuazione* e pari, rispettivamente, a 75.000 €/MW/anno per i nuovi entranti con contratti di durata quindicennale e a 20.000 €/MW/anno per gli impianti esistenti con livelli di *strike price* più elevati rispetto alla *fase a regime* per tenere conto di un potenziale esercizio di potere di mercato.

La Commissione Europea ha nel frattempo approvato i meccanismi di remunerazione della capacità introdotti da Regno Unito (*capacity obligation*), Francia (certificati di scambio), Germania (*Network Reserve*) e Irlanda. L'avvio del meccanismo in Italia è atteso entro il 2019.



Per quanto concerne gli effetti economici del *capacity payment* su A2A, l'impatto del meccanismo nel 2017 è stato pari a circa 15 milioni di euro, già liquidati ai sensi della Delibera 844/2017/R/eel. Nel corso del 2017 sono stati anche liquidati, in applicazione delle Delibere 398/2017/R/eel e 418/2017/R/eel, complessivi 18 milioni di euro riferiti alle componenti S 2015 e CAP1 2016.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con la Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV della centrale di San Filippo del Mela (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, inoltre, che il gruppo 1 a 150 kV svolga un ruolo di *back up* in caso di indisponibilità del gruppo 2.

Il nuovo elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente 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.

E' 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 tale 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 consente, pertanto, alla società la gestione in utile dell'impianto, garantendo al sistema il mantenimento della sicurezza con un beneficio in termini di risparmio sui costi complessivi.

Al 31 dicembre 2017 sono stati liquidati da Terna circa 56 milioni di euro relativi al regime di essenzialità del 2016 (secondo acconto) e al primo acconto 2017. I crediti ancora da incassare e relativi agli anni precedenti risultano pari a circa 57 milioni di euro (saldi 2015, 2016 e 2017).

Impianti marginali in conservazione e richieste di Terna per la riattivazione

Nell'inverno 2016-2017, per far fronte al fermo degli impianti nucleari in Francia, Terna ha chiesto la riattivazione delle centrali termoelettriche di Ponti sul Mincio, in conservazione dal 22 ottobre 2016, e Chivasso 2, in conservazione dal 30 settembre 2013. In vista di possibili criticità di sistema nell'estate 2017, a marzo 2017 Terna ha chiesto informazioni anche sulle tempistiche di riattivazione della centrale a carbone di Brindisi (unità 3 e 4), in conservazione da settembre 2015, e del gruppo Sermide 3, in conservazione dal 1° gennaio 2016.

A2A ha dichiarato l'indisponibilità dell'impianto di Brindisi, a causa delle prescrizioni AIA che prevedono limiti di emissione non rispettabili senza ingenti investimenti, che implicherebbero tempi estremamente lunghi. Con riferimento, invece, a Sermide 3, la società ha dichiarato la possibilità di ripristinare la piena disponibilità tecnica, previo completamento di un intervento tecnico indispensabile a garantire il rientro del gruppo (si tratta del trasporto del trasformatore da Chivasso a Sermide in sostituzione di quello esistente, guasto), dichiarando tuttavia come l'unità possa essere gestita unicamente quale *back-up* dell'unità da 800 MW, a causa della riduzione di organico operata per far fronte alla situazione di crisi economica del settore. Il rientro in disponibilità del gruppo 3 di Sermide è previsto nel primo semestre 2018.

Terna ha formulato le richieste di riattivazione ai sensi della Legge 290 del 2003, art. 1-quinquies, comma 1, che prescrive il mantenimento in stato di perfetta efficienza degli impianti di generazione con potenza nominale maggiore di 10 MVA. In mancanza di norme attuative di tale prescrizione, ad oggi lo stato di conservazione (o riserva fredda) degli impianti non risulta disciplinato.

L'avvio del *capacity market* dovrebbe sanare queste situazioni: all'impianto che risulterà escluso o che volontariamente non vorrà partecipare alle aste per la remunerazione della disponibilità nessun ostacolo dovrebbe essere posto alla dismissione o alla messa in stato di conservazione.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit

Commerciale

Business Unit

Ambiente

Business Unit

Reti e Calore

Business Unit

Esteri

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Conferimento della capacità di trasporto gas per gli impianti termoelettrici (CCGT)

Il conferimento della capacità di trasporto gas rappresenta uno dei costi fissi più rilevanti che i CCGT devono sostenere (nell'ordine dei 6.000 €/MW). Per far fronte all'accresciuta domanda di flessibilità del sistema, connessa alla crescita delle fonti rinnovabili, l'Autorità ha avviato, con le Delibere 336/2016/R/gas e 470/2016/R/gas, un progetto pilota sul conferimento di capacità degli impianti termoelettrici nell'ottica di variabilizzarne il costo.

La Delibera 512/2017/R/gas completa il set di regole e, con effetto dal 1° ottobre 2017, ha introdotto, in aggiunta al prodotto di capacità giornaliero già previsto dalle precedenti norme sul progetto pilota, un prodotto mensile, cui si associa un corrispettivo pari a 2 volte il corrispettivo annuale riproporzionato su base mensile. Per il prodotto giornaliero, invece, il coefficiente moltiplicativo è stato ridotto da 10 a 7. Infine, la Delibera ha previsto la possibilità per i soggetti che richiedono conferimenti infra-annuali presso i punti di riconsegna oggetto del progetto pilota, di ottenere un conferimento di pari o minore entità presso il corrispondente punto di uscita, con applicazione di corrispettivi per i prodotti infra-annuali determinati sulla base dei medesimi moltiplicatori previsti presso i punti di riconsegna, e ha stabilito che il corrispettivo CMT per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto sia calcolato e fatturato su base mensile.

La riforma generale dei conferimenti di capacità presso tutti i punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto gas (oltre che termoelettrici anche civili ed industriali) sarà oggetto di un successivo DCO che terrà conto sia degli esiti del progetto pilota che delle nuove disposizioni in materia tariffaria contenute nel Regolamento europeo (UE) 460/2017 del 17 marzo 2017, nonché della diversa elasticità al prezzo della domanda di capacità delle diverse tipologie di utenti.

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

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.

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

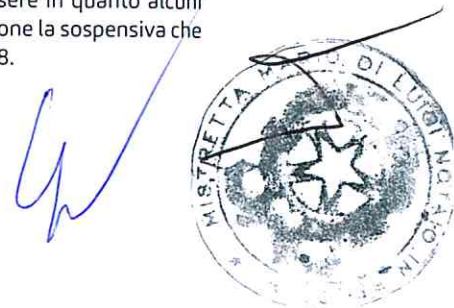
Relativamente al periodo luglio 2012 – agosto 2014 (escluso giugno 2014), in ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel di modifica della suddetta disciplina sono state annullate dal giudice amministrativo, per difetto di motivazione sull'urgenza dei provvedimenti e per difetto di consultazione.

Terna ha, quindi, 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 anche alle sollecitazioni di altri 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. (ora A2A S.p.A.) 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 chiuso 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 a giugno 2015.

Pur avendo incassato le somme da Terna il contenzioso rimane tutt'ora in essere in quanto alcuni operatori hanno presentato ricorso contro la Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva che è stata negata. La seduta del TAR Lombardia è prevista nel primo trimestre 2018.



Periodo gennaio 2015 – giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l'Autorità ha avviato un'indagine di sistema al fine di verificare eventuali condotte sui mercati all'ingrosso lesive del diritto degli utenti finali e degli altri operatori ad una corretta determinazione del valore delle risorse del dispacciamento, nonché per annullare gli eventuali impatti delle suddette condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

Con le Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel l'Autorità ha, pertanto, avviato numerosi procedimenti individuali per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica. In particolare, per il Gruppo A2A sono stati aperti i seguenti procedimenti:

- 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/E/eel;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016/E/eel.

Gli esiti di tali procedimenti sono giunti tramite le Delibere 813/2016/R/eel e 178/2018/S/eel e consistono:

- nell'archiviazione del procedimento per A2A Energia S.p.A. non sussistendo i presupposti né per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- nell'archiviazione del procedimento per A2A Energiefuture S.p.A. a seguito dell'assoggettamento dell'impianto di San Filippo del Mela al regime di essenzialità con impegno a contenere i costi, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel;
- nell'avvio di un procedimento sanzionatorio per A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente»), pur constatando la non sussistenza dei presupposti per l'adozione di un provvedimento prescrittivo.

A2A S.p.A. ha proceduto ad inviare nel corso del 2017 a propria difesa numerose memorie e a valle del ricevimento della comunicazione delle risultanze istruttorie in data 13 dicembre 2017 (la CRI) è in attesa della quantificazione della sanzione da parte dell'Autorità che auspicabilmente dovrebbe essere la minima possibile stante che l'operatore ha agito in assoluta buona fede.

Definizione della nuova disciplina sugli sbilanciamenti a partire dal 1° agosto 2016

Con Delibera 444/2016/R/eel, successivamente modificata dalla Delibera 800/2016/R/eel, è stato definito, a partire dal 1° agosto 2016, il quadro regolatorio sugli sbilanciamenti effettivi con l'introduzione di 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 (anche ai fini dell'adozione di misure prescrittive e/o sanzionatorie).

In particolare questi provvedimenti modificano la valorizzazione degli sbilanciamenti, differenziandola se si tratta di unità di produzione (rilevante, non rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili o non abilitata diversa da quella alimentata da fonti rinnovabili) o di unità di consumo, con applicazione alle diverse fattispecie della regola *single pricing* o di un regime misto *single-dual pricing*, e prevedendo specifiche soglie di franchigia.

Inoltre, in attesa delle previsioni per la messa a regime della disciplina che, verosimilmente, sarà implementata dal 2019 e che dovrebbe prevedere prezzi di sbilanciamento nodali, con la Delibera 419/2017/R/eel l'Autorità ha previsto:

- a partire dal 1° luglio 2017 l'introduzione di corrispettivi di non arbitraggio macrozonale al fine di eliminare le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato calcolati a livello zonale;
- a partire dal 1° settembre 2017 il ripristino della valorizzazione a *single pricing* degli sbilanciamenti per tutte le unità di produzione non abilitate nonché una nuova metodologia di calcolo del segno zonale implementata da Terna, meno prevedibile della precedente.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Prima apertura di MSD a domanda/sistemi di accumulo/unità di produzione non già abilitate

Con le Delibere 300/2017/R/eel e 372/2017/R/eel l'Autorità ha disposto una prima apertura di MSD, tramite progetti pilota specifici con abilitazione volontaria, ad operatori lato domanda, ad unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili (non programmabili rilevanti e non rilevanti), ad unità programmabili finora non abilitate e ai sistemi di accumulo.

In generale il disegno stabilisce che le unità di produzione (UP) e le unità di consumo (UC) possano partecipare al mercato individualmente o tramite diverse tipologie di aggregazione: solo produzione (UVAP), solo consumo (UVAC) o miste (UVAM/UVAN).

I progetti pilota prevedono per i partecipanti, obblighi e modalità di offerta in linea con quelle attualmente previste per le UP abilitate, senza forme di incentivazione economica. Con riferimento ai requisiti di accesso delle UC, queste possono essere allacciate in AT, MT o BT, ma devono essere trattate su base oraria. Gli operatori possono proporre ulteriori progetti pilota a Terna per la fornitura di singoli servizi o di servizi ad oggi non oggetto di remunerazione. Il ruolo dei distributori è limitato in questa prima fase.

I primi due progetti pilota presentati da Terna e approvati dall'Autorità sono stati:

1. Progetto per UVAC (Delibera 372/2017/R/eel): impianti di consumo singoli o aggregati nella stessa provincia (o insieme di province) con un limite minimo di potenza pari a 1 MW, consistente:
 - nella partecipazione a MSD per la fornitura del servizio di riserva terziaria di sostituzione a salire (RTs) e bilanciamento a partire da giugno 2017, con remunerazione limitata all'attivazione delle risorse su MSD (corrispettivo in €/MWh);
 - nell'eventuale partecipazione a gare organizzate da Terna per l'approvvigionamento a termine di RTs e bilanciamento da parte di UVAC abilitate a MSD.
2. Progetto per UVAP (Delibera 583/2017/R/eel): impianti di produzione singoli o insieme di impianti situati negli stessi aggregati di province delle UVAC e con un limite minimo di potenza pari a 1 MW. Il progetto consiste nella partecipazione a MSD per la fornitura di RTs e bilanciamento senza possibilità di contrattualizzazione a termine.

Al fine di cogliere le opportunità offerte dal nuovo quadro regolatorio è stata avviata una *task force* interna al Gruppo A2A per l'implementazione di progetti di UVAC e UVAP.

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

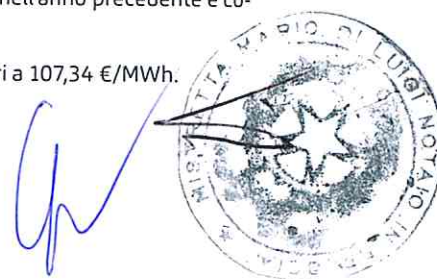
Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, ha definito i regimi incentivanti per la produzione elettrica alimentata da fonte rinnovabile al fine del conseguimento degli obiettivi europei al 2020, poi attuati con i Decreti Ministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 relativi agli impianti da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

Questi Decreti stabiliscono tariffe incentivanti (del tipo *feed-in-premium*) che si sommano ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato: per le unità di produzione sotto specifiche soglie di potenza gli incentivi sono riconosciuti tramite accesso diretto o tramite iscrizione a registri gestiti dal GSE mentre per gli impianti con potenze superiori è prevista una procedura d'asta.

Dal 1° gennaio 2016 agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e rientranti nel precedente schema incentivante dei Certificati Verdi (CV) è riconosciuto un incentivo corrisposto dal GSE sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto ai CV 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 2017 l'incentivo per un impianto a cui si applica il coefficiente $k=1$ è pari a 107,34 €/MWh.



Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (CV TLR) per i quali l'incentivo è stato fissato pari a 84,34 €/MWh (come calcolato rispetto al prezzo medio di mercato registrato nel 2010).

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. Il Gruppo A2A ha sottoscritto le convenzioni con il GSE per tutti i propri impianti incentivati.

Gli incentivi sotto forma di *feed-in* erogati dal GSE ad A2A S.p.A. per gli impianti incentivati alla data del 31 dicembre 2017 sono stati pari a 34,1 milioni di euro.

Il Gruppo dispone al 31 dicembre 2017 di un magazzino di 631.741 tra CV e CV TLR per un controvalore pari a circa 63 milioni di euro: l'ultima scadenza utile per il ritiro del magazzino da parte del GSE è il 31 marzo 2018.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

La mancata attuazione delle norme primarie volte a consentire lo svolgimento di gare per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche di grande derivazione ha portato alla prosecuzione della gestione da parte degli attuali titolari, anche nei casi in cui le concessioni siano formalmente giunte a scadenza. In questa situazione rientrano anche alcune concessioni di A2A S.p.A.⁽¹⁾

Più nello specifico, l'art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. Sviluppo 83/2012, ha confermato il termine di 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, la norma ha stabilito un regime transitorio speciale (acceleratorio) per indire le gare relative alle concessioni già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali era impossibile il rispetto dei 5 anni). 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 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 in data 26 settembre 2013 dalla Commissione Europea che afferma la contrarietà della succitata 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 da attuarsi attraverso una legge delega. Qualora la Commissione non fosse pienamente soddisfatta delle argomentazioni italiane potrebbe procedere all'invio di un Parere Motivato.

Sul tema è recentemente intervenuto l'art. 1, comma 833, della Legge di Bilancio 2018⁽²⁾ che ha introdotto, con riferimento alle concessioni idroelettriche di grande derivazione delle province autonome di Trento e Bolzano, le seguenti novità:

- proroga di diritto fino al 31/12/2022, in forza di disposizioni che prevedono un termine di scadenza anteriore a tale data;
- criteri di valorizzazione dei beni alla scadenza delle concessioni (e in caso di decadenza, rinuncia e revoca):
 - per le cosiddette "opere bagnate" è previsto un trasferimento, in linea di principio gratuito, alle Province. Un indennizzo, pari al valore del bene non ancora ammortizzato, è riconosciuto solo nel caso di investimenti realizzati, a spese del concessionario, su tali opere, purché previsti dall'atto di concessione o autorizzati dal concedente;
 - per le cosiddette "opere asciutte" si rimanda alle disposizioni dell'art. 25, comma 2, del R.D. 1775/1933 ("riconoscimento di un importo pari al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, astraendo da qualsiasi valutazione del reddito da esso ricavabile");

¹ Le concessioni di Grosotto, Lovero, Stazzona e Sernio 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 15/11/2016 mentre quelle dei Nuclei Calabria, Udine e Mese scadranno nel 2029 (ex D.Lgs. n. 79/1999).

² Tale Legge ha modificato l'art. 13 del DPR 31 agosto 1972, n. 670 ("Approvazione del testo unico delle leggi costituzionali concernenti lo statuto speciale per il Trentino-Alto Adige").

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- rinvio ad un'emananda legge provinciale, finalizzata a stabilire le modalità e le norme procedurali per lo svolgimento delle gare per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche.

Si sottolinea, invece, la mancanza di una previsione di trasferimento al nuovo concessionario della titolarità dell'intero ramo d'azienda relativo alle attività oggetto di concessione.

Per quanto concerne la normativa regionale, la Lombardia con le Leggi Regionali n. 19/2010 e n. 35/2014 ha modificato il quadro di riferimento (Legge Regionale n. 26/2003), disciplinando la cosiddetta "prosecuzione temporanea dell'esercizio" per le concessioni di grande derivazione già scadute e prevedendo l'imposizione di un canone aggiuntivo.

Il Governo Regionale ha ulteriormente prorogato con D.G.R. n. X/7693 del 12/1/2018 la durata della "prosecuzione temporanea dell'esercizio" delle concessioni, tra cui quelle di A2A, sino al 31 dicembre 2020, salvo precedente (e del tutto improbabile) conclusione della procedura di gara.

Inoltre, per le concessioni di Premadio 1 e Grosio, la Regione Lombardia, durante il periodo di prosecuzione temporanea, intende cancellare, con effetto sin dalle rispettive scadenze (28 luglio 2013 e 15 novembre 2016), l'esenzione parziale dal canone demaniale di cui A2A fruisce per quota rilevante della potenza. Le relative D.G.R. sono state impugnate con un ricorso innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP), conclusosi a gennaio 2017 con sentenza avversa. A2A ha presentato appello in Cassazione ma ad oggi non risulta ancora fissata la specifica udienza.

Con la D.G.R. n. 5130/2016 del 9 maggio 2016 la Regione ha quantificato in via provvisoria il cosiddetto "canone aggiuntivo" per le concessioni idroelettriche di grande derivazione scadute, introdotto dalla L.R. n. 19/2010, 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 cosiddetta "rendita" delle concessioni scadute fosse superiore. A2A S.p.A. ha presentato ricorso verso la D.G.R. n. 5130/2016.

Questa D.G.R. è stata adottata nonostante la pendenza del ricorso promosso dal Governo nazionale alla Corte Costituzionale verso la L.R. n. 22/2015. Le argomentazioni sostenute dal Governo sono identiche a quelle degli operatori che hanno impugnato le precedenti delibere regionali di "prosecuzione temporanea dell'esercizio" 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 D.Lgs. n. 79/99, all'art. 12, comma 8-bis, è netto nel sancire che l'esercizio delle concessioni scadute deve proseguire, sino alla nuova assegnazione, dal concessionario uscente a condizioni invariate, senza che occorra alcun provvedimento regionale.

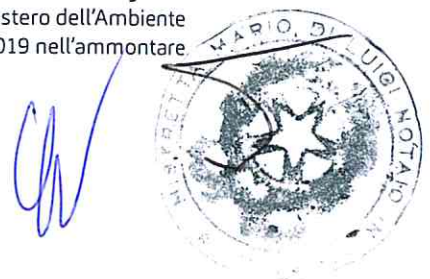
La Regione fonda, invece, la previsione di un canone aggiuntivo sul presupposto che le opere e gli impianti idroelettrici in questione siano già divenuti di sua titolarità, applicando il vecchio art. 25, comma 1, del R.D. 1775/33, superato dall'art. 37 della Legge n. 134/2012. Il canone aggiuntivo rappresenterebbe il corrispettivo per il godimento di tali beni da parte degli "ex concessionari", che però sui medesimi continuano a pagare IMU e altri oneri.

Sulla materia la Corte Costituzionale (Sentenza n. 158, 3 maggio 2016) si è espressa in favore dei canoni imposti dalla Regione Piemonte con proprie norme regionali, ritenute legittime in assenza del DM previsto dall'art. 37, comma 7, della Legge 134/2012, che dovrebbe stabilire i criteri generali per la determinazione, secondo principi di economicità e ragionevolezza, da parte delle regioni, dei valori massimi dei canoni delle concessioni ad uso idroelettrico.

Con D.G.R. n. 13993 del 28 dicembre 2016 la Regione Lombardia ha determinato, per il periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2016, gli importi dovuti a titolo di canoni aggiuntivi relativi alle grandi derivazioni idroelettriche scadute ed autorizzate alla prosecuzione temporanea, quantificando il canone aggiuntivo nella misura di 20 euro/kW di potenza nominale media annua, precedentemente definito a titolo ricognitorio dalla citata D.G.R. n. 5130 (circa 8,9 milioni di euro dovuti da A2A S.p.A.).

Dal 2017 in avanti, anche a seguito della sopracitata D.G.R. n. X/7693, l'impatto annuale per A2A S.p.A. sarà pari a circa 4 milioni di euro.

Infine, con l'art. 62 della Legge n. 221/2015 (cosiddetto "Collegato Ambientale") il legislatore ha parificato al rialzo l'importo unitario del sovracanone BIM dovuto dai concessionari di piccole derivazioni superiori a 220 kW di potenza nominale, rendendolo identico a quello dovuto dai titolari di grandi derivazioni superiori ai 3 MW. Si segnala che il Decreto 21 dicembre 2017 del Ministero dell'Ambiente ha quantificato il sovracanone BIM per il biennio 1° gennaio 2018 - 31 dicembre 2019 nell'ammontare di 30,67 euro/kW di potenza nominale media concessa.



Sistemi Efficienti d'Utenza e oneri generali di sistema

I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) 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 di terzi e collegati, direttamente o indirettamente, almeno in un punto, alla rete pubblica. Queste configurazioni di produzione e consumo sono disciplinate dalla Delibera 578/2013/R/eel (Testo Integrato dei SSPC o TISSPC) e dal DL n. 91 del 2014, convertito con Legge 116/2014.

In particolare, nella categoria dei SEU ricadono i sistemi:

- realizzati all'interno di un'area senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- in cui gli impianti di produzione di energia elettrica sono alimentati da fonti rinnovabili o funzionano in assetto cogenerativo ad alto rendimento³⁾ e sono gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale;
- in cui sia presente un'unica unità di consumo.

A decorrere dal 1° gennaio 2017, ai sensi della Delibera 276/2017/R/eel, emanata in applicazione del Decreto Legge 30 dicembre 2016 n. 244 (Milleproroghe 2016):

- per ottenere la qualifica SEU o SEESEU non è più necessario presentare richiesta al GSE. Per i sistemi entrati in esercizio dal 1° maggio 2017, il richiedente/produttore deve rilasciare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà al gestore di rete, nell'ambito del normale iter di connessione;
- gli oneri generali di sistema sono dovuti sull'energia elettrica prelevata da rete pubblica con obbligo di connessione di terzi: ciò significa che ai SEU o SEESEU è riconosciuta un'esenzione totale rispetto al pagamento degli oneri di sistema per l'energia elettrica prodotta e consumata all'interno di un sistema elettrico (autoconsumo). Questa norma, assieme alla riforma della struttura tariffaria per l'imposizione degli oneri generali di sistema alle utenze non domestiche, illustrata nel seguito di questa relazione, ha impatto sulla valutazione delle opportunità di costituzione e gestione, da parte del Gruppo A2A, dei SEU.

Controlli del GSE su impianti alimentati a fonti rinnovabili che percepiscono incentivi

La Legge di Bilancio 2018 (Legge 27 dicembre 2017, n. 205) all'articolo 1, comma 960, ha introdotto alcune novità in materia di controlli e sanzioni del GSE nei confronti degli impianti alimentati a fonti rinnovabili che percepiscono incentivi, modificando l'articolo 42 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28.

La nuova disposizione prevede che, al fine di salvaguardare la produzione di energia da fonti rinnovabili, il GSE in sede di accertamento disponga la decurtazione dell'incentivo fra il 20% e l'80% in ragione dell'entità della violazione (principio di proporzionalità). Nel caso in cui le violazioni venissero spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e controllo, le decurtazioni sarebbero ulteriormente ridotte di un terzo. Inoltre è previsto che entro sei mesi dall'entrata in vigore della Legge, il GSE fornisca al MiSE gli elementi per la definizione di una disciplina organica dei controlli conforme ai principi di efficienza, efficacia e proporzionalità.

Già il DL 24 aprile 2017, n. 50, convertito con Legge 21 giugno 2017, n. 96, all'art. 57-quater era intervenuto sulla materia dei controlli e delle sanzioni del GSE nei confronti degli impianti fotovoltaici.

Il soggetto beneficiario degli incentivi in Conto Energia, titolare di un impianto fotovoltaico con potenza nominale superiore a 3 kW per il quale il GSE, a seguito di verifiche o controlli, ha rilevato l'installazione di moduli non certificati o con certificazioni non conformi alla normativa di riferimento e ha disposto la decadenza dal diritto di accesso alle tariffe incentivanti, può presentare al GSE un'istanza finalizzata al riconoscimento della tariffa incentivante base decurtata del 20% dalla data di decorrenza della convenzione con il GSE.

³ Perché un impianto termoelettrico sia considerato cogenerativo ad alto rendimento per l'anno "n" è necessario che almeno un'unità dello stesso abbia ricevuto il riconoscimento CAR per l'anno "n-1" e che l'energia elettrica cogenerata sia risultata, per tale anno, maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Per gli impianti fotovoltaici beneficiari degli incentivi in Conto Energia che non sono stati oggetto di un procedimento di verifica o controllo, per i quali il soggetto responsabile dichiara al GSE che sono installati moduli non certificati o con certificazioni non rispondenti alla normativa di riferimento, è possibile presentare al GSE un'istanza finalizzata al riconoscimento della tariffa incentivante base decurtata del 10%.

In entrambi i casi, il soggetto responsabile deve comprovare:

- di aver intrapreso le azioni consentite dalla Legge nei confronti dei soggetti responsabili della non conformità dei moduli;
- la sostanziale ed effettiva rispondenza dei moduli installati ai requisiti tecnici e la loro perfetta funzionalità e sicurezza.

Il GSE, a seguito del ricevimento delle suddette istanze, avvia un procedimento amministrativo ex Legge 241/90 finalizzato al riconoscimento della tariffa incentivante base decurtata così come da richiesta dal soggetto responsabile.

Mercato di bilanciamento del gas naturale

L'attività di bilanciamento del gas naturale è *"diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori"*. Il bilanciamento è, pertanto, funzionale a mantenere l'equilibrio nel tempo delle immissioni e dei prelievi di gas, condizione essenziale per l'esercizio della rete.

L'Autorità, fin dal 2011, anche in attuazione di quanto previsto nel Terzo Pacchetto, è passata da un sistema in cui il bilanciamento gas era di tipo "amministrato" ad un sistema "di mercato" dove questa attività non è solo "interna" al gestore della rete ma è anche un servizio reso agli utenti della rete che, unitamente ai servizi di trasporto, di distribuzione, di stoccaggio e di rigassificazione, consente ad essi di adempiere agli obblighi contrattuali di fornire il gas ai propri clienti (finali o grossisti), nel momento e per le quantità di cui hanno bisogno.

Il servizio di bilanciamento, in particolare, comporta il coinvolgimento degli utenti del trasporto che hanno la specifica responsabilità di assicurare, per ogni periodo rilevante (detto giorno gas), il bilanciamento delle immissioni e dei prelievi di gas all'interno della rete.

Dal 30 settembre 2016 e fino al 31 marzo 2017 è stato in vigore l'"assetto transitorio" del sistema di bilanciamento gas di cui alla Delibera 312/2016/R/gas (TIB – Testo Integrato Bilanciamento – poi modificato dalle Delibere 349/2017/R/gas e 661/2014/R/gas), così come recepito nella Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS) predisposta dal GME ed approvata dal MiSE con DM 16 novembre 2016. Durante tale fase transitoria i mercati della negoziazione di prodotti *locational* (MPL) e di gas in stoccaggio (MGS) venivano organizzati nell'ambito del quadro regolatorio della Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS).

Con Delibera 66/2017/R/gas l'Autorità ha approvato il Testo Integrato relativo alle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas (cosiddetto "TICORG") e ha approvato le disposizioni funzionali all'attuazione della "fase di regime" del nuovo sistema di bilanciamento gas contenute nel TIB. In particolare ciò ha determinato:

- la cessazione operativa della PB-GAS con l'esecuzione delle transazioni concluse nelle sessioni di mercato relative al giorno gas 31 marzo 2017;
- la risoluzione della convenzione tra il GME e Snam Rete Gas (SRG), di cui alla Delibera ARG/gas 45/11;
- l'applicazione della disciplina della registrazione al PSV anche alle transazioni concluse sul MPL, il quale diventa anch'esso parte del MGAS;
- la stipula di apposite convenzioni con le imprese di stoccaggio relativamente alla gestione dei flussi informativi necessari al funzionamento del MGS in cui è previsto che: (i) lo scambio dei dati e delle informazioni tra il GME e la società STOGIT, funzionali alla gestione del MGS, continui ad essere effettuato per il tramite di SRG e (ii) la partecipazione al MGS venga limitata alla sola impresa maggiore di stoccaggio.



Settlement gas – Determinazione delle partite pregresse 2013-2017 e nuova disciplina

Con le Delibere 670/2017/R/gas e 782/2017/R/gas l'Autorità ha approvato alcune disposizioni in materia di *settlement* gas con specifico riferimento alla metodologia da utilizzare per la determinazione delle partite fisiche ed economiche di aggiustamento a partire dal 2013 e fino all'avvio della nuova disciplina.

La determinazione delle partite economiche avverrà secondo un procedimento articolato in due fasi: la prima funzionale al conguaglio delle partite attribuite all'utente del bilanciamento e la seconda finalizzata ad allocare ad ogni utente la quota di competenza della differenza tra immesso e prelevato. Gli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale saranno noti entro l'11 giugno 2018.

Tale metodologia sarà applicata fino all'avvio della disciplina a regime (2020) disegnata dalla Consulazione 590/2017/R/gas e che contiene i seguenti elementi di innovazione:

- semplificazione dell'algoritmo di bilanciamento mediante l'eliminazione dell'attività di quadratura in cabina e conseguente determinazione del fattore di correzione annuale dei volumi;
- più efficiente utilizzo dei dati di misura acquisiti durante l'anno secondo una metodologia "rolling" e non solo in fase di aggiustamento;
- determinazione del fattore di correzione climatica Wkr, pubblicato ex-ante ed ex-post dal Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas) ed utilizzato ai fini della determinazione dei prelievi (in previsione, anche ai fini della determinazione della capacità congrua nell'ambito del processo di conferimento della capacità);
- modifiche alle modalità di determinazione e gestione della differenza tra immesso e prelevato presso gli impianti di distribuzione, mediante la rimozione del contributo della termicità e dell'imprecisione dovuta al mancato utilizzo delle misure acquisite durante l'anno. Tale quantitativo non sarà più ripartito fra gli utenti del bilanciamento ma il valore di ciascun ReMi sarà ricondotto ad una partita fisica giornaliera di competenza del distributore;
- socializzazione dei costi di approvvigionamento della differenza tra immesso e prelevato mediante l'introduzione di un'apposita componente tariffaria avente un valore unico a livello nazionale (CRVst);
- responsabilizzazione delle imprese di distribuzione: viene prospettato (ma non dettagliato) un meccanismo finalizzato al contenimento di tale differenza, che sarà approfondito in seguito.

Chiusura del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10

Con Delibera ARG/gas 89/10, a fronte di mutamenti dello scenario determinati da una fase congiunturale di riduzione dei consumi gas, da un eccesso di offerta e da una diffusa attività di rinegoziazione al ribasso dei contratti *take or pay*, l'Autorità aveva ritenuto opportuno trasferire immediatamente ai clienti i potenziali benefici determinati da tale situazione introducendo, per l'anno termico 2010-2011, un coefficiente riduttivo k pari a 0,925 applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile della tariffa finale a copertura dei costi di approvvigionamento gas). Tale revisione era stata confermata dalla successiva Delibera ARG/gas 77/11 che disponeva la proroga fino al 30 settembre 2012 di tale meccanismo, rivedendo leggermente al rialzo il valore del coefficiente k (da 0,925 a 0,935).

A2A Energia Sp.A., ASMEA S.p.A., BAS Omniservizi S.p.A. e Plurigas S.p.A. avevano presentato ricorso contro entrambe le Delibere contestando l'arbitrarietà del valore del k . Nel marzo del 2013 il TAR Lombardia si era espresso a favore delle ricorrenti, annullando la Delibera ARG/gas 89/10 e le successive correlate (Delibere 233/10, 77/11, 84/11 e 132/11). Questa sentenza era stata appellata dinanzi al Consiglio di Stato dall'Autorità ma il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato la decisione del TAR.

Con Delibera 737/2017/R/gas l'Autorità ha rideterminato, *ora per allora*, il coefficiente k , ponendolo pari a 0,952 per entrambi gli anni termici 2010-2012. La definizione delle modalità di recupero delle partite economiche più opportune, anche a tutela del cliente finale, è rinviata ad un apposito DCO da emanarsi nei tempi congrui per la fine del procedimento nella seconda metà del 2018.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit

Commerciale

Business Unit

Ambiente

Business Unit

Reti e Calore

Business Unit

Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Meccanismo APR di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas di cui alle Delibere 447/2013/R/gas e 649/2016/R/gas

Con Delibera 447/2013/R/gas l'Autorità aveva introdotto un meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento il quale provvedeva a riconoscere ai venditori ammessi un importo compensativo calcolato con riferimento ai volumi forniti ai clienti in tutela serviti con contratti di lungo termine nel corso degli a.t. 2010-2011 e 2011-2012 (APR).

Il valore unitario dell'elemento APR sottostante la determinazione dell'importo riconosciuto era stato inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ; lo stesso era poi stato aggiornato annualmente dall'Autorità in ragione dell'andamento dello *spread* tra Ptop (costo di approvvigionamento da contratti *long term*) e Cmem (prezzo spot) fino alla quantificazione definitiva avvenuta nel mese di ottobre 2016 con Delibera 649/2016/R/gas.

A2A Energia S.p.A. e Aspem Energia S.r.l. sono state ammesse al meccanismo per un totale complessivo di 26,4 milioni di euro ma, a causa dell'incapienza del Conto presso la CSEA ed alimentato dalla componente CPR pagata dai clienti finali, le erogazioni degli importi agli operatori, previste entro dicembre 2015, hanno subito forti rallentamenti. L'ultima *tranche* è stata liquidata da CSEA nel mese di agosto 2017.

REMIT - Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso

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.) pubblicavano sui siti web le indisponibilità degli impianti di generazione maggiori di 100 MW. Le società oggi aderiscono alla piattaforma P.I.P. implementata dal GME per la centralizzazione delle informazioni privilegiate.

In tema di *reporting*, la Commissione, in attuazione del REMIT, ha adottato il Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 (*Implementing Acts*) che ha stabilito modalità e tempistiche per l'adempimento. I dati da segnalare riguardano i contratti standard conclusi su mercati 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..

E' prevista una sanzione amministrativa pecuniaria 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.



MIFID II - *Markets in Financial Instruments Directive* (Direttiva 2014/65/UE)

La Direttiva 2014/65/UE, nota anche come MIFID II, sostituisce la MIFID I (Direttiva 2004/39/CE) con l'obiettivo di sviluppare un mercato unico dei servizi finanziari in Europa dove siano assicurate la trasparenza e la protezione degli investitori. La MIFID II estende il suo ambito di applicazione agli strumenti finanziari in precedenza non regolamentati (*commodities*) e riguarda anche i soggetti che attualmente operano su diversi mercati finanziari, includendo le operazioni cd. "over the counter".

Per quanto attiene il mercato dell'energia, la Direttiva e i suoi regolamenti si applicano agli strumenti finanziari sia su mercati regolati che OTC nonché alle *emission allowances* (EUA) e ai prodotti energetici all'ingrosso che sono contratti derivati, ad eccezione di quelli che hanno l'obbligo di consegna fisica. Diventa centrale la definizione di «Obbligo di consegna fisica» per identificare quali strumenti esulano dal novero degli strumenti finanziari e, quindi, non soggetti agli obblighi MIFID II.

Il D.Lgs. 3 agosto 2017, n.129, ha recepito in Italia la MIFID II, affidando alla Consob e all'Autorità l'attività di vigilanza sulle sedi di negoziazione di strumenti finanziari sull'energia e il gas.

Al fine di ottenere l'esenzione ad operare in qualità di impresa di investimento, le imprese che operano su *commodity derivatives* dovranno superare l'«*ancillary test*» teso a dimostrare che l'attività di *trading* risulta «accessoria» rispetto a quella principale. In particolare devono essere soddisfatti due differenti test definiti:

1. *Market size test* per valutare le quote di mercato dell'operatore rispetto alle transazioni complessive su una determinata classe di prodotti;
2. *Main business test* per valutare il *trading* speculativo in derivati su *commodity* rispetto a tutte le transazioni compiute dal gruppo su derivati. L'attività è considerata accessoria se: (i) non è superiore al 10% del totale delle attività di *trading* svolte dal gruppo (*trading test*) oppure (ii) non richieda l'utilizzo di capitale per oltre il 10% del capitale impiegato a livello di gruppo (*capital test*).

I test vengono eseguiti annualmente usando la media dei tre anni precedenti.

Le imprese che intendono avvalersi dell'esenzione devono comunicare formalmente ogni anno all'Autorità competente (Consob in Italia) la notifica di esenzione.

La MIFID II incide, pertanto, sia a livello strategico al fine di non superare determinate soglie per essere esenti, sia a livello operativo, richiedendo interventi sui processi, procedure, infrastrutture informatiche che anche ai fini di *reporting* e notifica annuale dell'esenzione.

In data 19 dicembre 2017 A2A S.p.A. ha comunicato alla Consob la notifica dell'esenzione come prevista dalla norma.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Commerciale

Tutela SIMILE, Legge Concorrenza 2017 e offerta PLACET: cessazione delle tutele di prezzo

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza (Legge 4 agosto 2017, n. 124, o Legge Concorrenza 2017) reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, reca disposizioni inerenti il mercato energetico, prevedendo:

- la fine dei regimi di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas dal 1° luglio 2019. Un apposito DM MiSE, da emanarsi entro il 30 aprile 2018, definirà le modalità per l'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero garantendo la pluralità e la concorrenza dei fornitori e delle offerte;
- disposizioni in tema di condizioni contrattuali obbligatorie e di confrontabilità delle offerte;
- la promozione dei gruppi di acquisto;
- la costituzione di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica;
- la ridefinizione dei meccanismi a sostegno dei cittadini in tema di *fuel poverty*;
- disposizioni finalizzate a contrastare il fenomeno delle cosiddette maxi-bollette;
- l'accesso da parte delle *utilities* alle banche dati contenenti informazioni sul credito e sull'identità dei clienti.

L'Autorità, da un lato, ha intrapreso un percorso autonomo volto a promuovere il superamento del regime di maggior tutela elettrico attraverso l'incremento della capacitazione dei clienti (v. meccanismo transitorio della Tutela SIMILE di cui alla Delibera 369/2016/R/eel) e, dall'altro lato, ha avviato il processo di implementazione degli adempimenti previsti a proprio carico dalla Legge Concorrenza 2017:

- con Delibera 555/2017/R/com ha disciplinato una specifica tipologia di offerta sul mercato libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET) e ha completato le condizioni contrattuali minime per tutti i contratti di mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale;
- con Delibera 746/2017/R/com ha imposto obblighi di informazione a carico dei fornitori nell'ambito della tutela gas e degli esercenti la maggior tutela elettrica verso i clienti serviti per informarli del superamento delle tutele di prezzo (specifiche comunicazioni in bolletta oltre che la realizzazione, in avvalimento ad Acquirente Unico, di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni sulla cessazione delle tutele);
- con Delibera 762/2017/I/eel ha proposto al MiSE i criteri, le modalità, i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza all'interno dell'Elenco Venditori Elettricità (EVE);
- con Delibera 783/2017/R/com ha introdotto specifiche disposizioni funzionali alla gestione del recesso per il tramite del SII presso Acquirente Unico allo scopo di semplificare le procedure e migliorare l'efficienza di tali attività nell'ottica di tutelare il cliente finale che cambia fornitore.

A valle dell'insediamento del Comitato Tecnico Consultivo in tema di confrontabilità delle offerte, coordinato dalla medesima Autorità e composto da MiSE, AGCM, associazioni delle imprese e dei consumatori e Acquirente Unico, con il DCO 763/2017/R/com ha illustrato gli orientamenti per la realizzazione e gestione di un portale informatico realizzato in modalità *open data* per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali vigenti.

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

Con Delibera 296/2015/R/com (anche TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di *brand unbundling* per i venditori del mercato libero esercenti anche il servizio di maggior tutela elettrica disponendo:

- entro il 30 giugno 2016, data in seguito prorogata al 1° gennaio 2017 ai sensi della Delibera 327/2016/R/eel: l'utilizzo di politiche di comunicazione e marchi distinti per lo svolgimento di ciascuna delle due attività, pur sempre nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- entro il 1° gennaio 2017: che le rispettive attività commerciali siano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.



A2A Energia S.p.A. ha impugnato l'art. 17.9 della Delibera 296/2015/R/com che introduce l'obbligo, per i venditori, di utilizzare canali informativi, spazi fisici e personale separati tra vendita sul mercato libero e servizio di maggior tutela senza prevederne la copertura dei costi. Si è proceduto a chiedere un rinvio dell'udienza (in precedenza fissata per il 12 maggio 2016), tenuto conto che la Delibera 659/2015/R/eel ha previsto che, nell'ambito degli aggiornamenti annuali della RCV, l'Autorità avrebbe tenuto 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. Successivamente, nell'ambito della raccolta annuale finalizzata all'aggiornamento della componente RCV per il 2018, ha anticipato che sarà effettuata una specifica richiesta di informazioni inerente ai costi sostenuti in attuazione delle disposizioni TIUF.

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, le misure consistono nella revisione del sito web e nella realizzazione di una pagina in rete dedicata ai clienti finali serviti in maggior tutela, nell'ampliamento del servizio di *call center* con ulteriori numeri di riferimento per la clientela servita in tutela, e nella cura del *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.

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

L'articolo 1, commi 152-164, della Legge n. 208/2015 recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" (cosiddetta Legge di Stabilità 2016) ha disciplinato l'addebito del canone RAI per il tramite delle fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti residenti (se non esenti) a partire dal mese di luglio 2016. Per l'attuazione di quanto sopra il MiSE, di concerto con il Ministero delle Finanze, ha emanato il DM sul "Regolamento recante attuazione dell'articolo 1, comma 154, della legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Canone RAI in bolletta)".

Il DM MiSE prevede che alle imprese che riscuotono il canone saranno riconosciuti i costi nella misura massima di 14 milioni di euro/anno sia per il 2016 che per il 2017. La Delibera 291/2017/R/eel ha definito i criteri di ripartizione di tale contributo forfetario: gli importi spettanti a ciascuna impresa sono stati calcolati direttamente da Acquirente Unico e comunicati all'Agenzia delle Entrate che, nel mese di dicembre 2017, ha provveduto a liquidare ad A2A Energia S.p.A. 551.558 euro.

Condizioni economiche del servizio di maggior tutela energia elettrica

Con riferimento all'evoluzione del contenzioso inerente l'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2016, ed alla luce della sopravvenuta carenza di interesse manifestata dalle parti ricorrenti, A2A Energia S.p.A. ha proceduto ad effettuare i conguagli alle tariffe del terzo trimestre 2016 ai clienti in precedenza fatturati applicando gli aggiornamenti del secondo trimestre 2016, sia sul mercato della maggior tutela che sul mercato libero per quei corrispettivi la cui formula è allineata alle tariffe regolate.

Con Delibera 633/2016/R/eel l'Autorità ha modificato il meccanismo di definizione delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela a partire dal 1° gennaio 2017, istituendo il Servizio di Maggior Tutela Riformato (MTR). Tale nuova metodologia prevede che:

- il corrispettivo PE del PED, che copre i costi di acquisto dell'energia elettrica, sia determinato ex-ante sulla base della media trimestrale dei prezzi nel mercato dell'energia a pronti (MGP e MI), 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 PD del PED, che copre i costi del dispacciamento, sia determinato come media trimestrale dei corrispettivi di dispacciamento 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).

L'introduzione della MTR è contestuale all'implementazione del 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, disposta dalla Delibera 782/2016/R/eel in attuazione di quanto previsto dalla Delibera 582/2015/R/eel, e descritta nel seguito.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

La Delibera 816/2016/R/eel ha aggiornato per il 2017 la componente a copertura dei costi di commercializzazione (RCV) con un 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 927/2017/R/eel ha aggiornato per il 2018 la RCV con una riduzione per i clienti domestici e un incremento per i clienti non domestici nella zona Centro-Nord.

Con riferimento ai meccanismi di compensazione della RCV a copertura di costi non riconosciuti:

- per effetto del meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali (COMP 2016) sono stati riconosciuti ad A2A Energia S.p.A. 5,5 milioni di euro;
- per effetto del meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela (PUC 2016) sono stati riconosciuti ad A2A Energia S.p.A. 100.000 euro;
- per effetto del meccanismo di incentivazione della bolletta elettronica sono stati riconosciuti ad A2A Energia S.p.A. 3.000 euro (COMP 2016).

La Delibera 633/2016/R/eel ha aggiornato fino al 30 giugno 2018 la componente PCV, a copertura dei costi di commercializzazione sul mercato libero, 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

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 e 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.

La Delibera 817/2016/R/gas ha aggiornato per il 2017 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. L'aggiornamento dei valori per il 2018 è stato disposto dalla Delibera 916/2017/R/gas che ha previsto un lieve incremento rispetto al 2017.

Rimozione della soglia di invarianza nell'aggiornamento della materia prima gas di cui alla Delibera ARG/gas 106/2009

Con la Delibera ARG/gas 192/08 l'Autorità aveva adottato misure urgenti di modifica dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, rimuovendo la cosiddetta soglia di invarianza a partire dal trimestre gennaio-marzo 2009 allo scopo di trasferire immediatamente eventuali riduzioni ai clienti finali, e non solo quelle eccedenti l'intervallo di cui alla soglia di invarianza. Con successiva Delibera ARG/gas 106/09 era stato dettagliato un meccanismo di compensazione degli oneri sostenuti dagli esercenti la vendita al dettaglio nel caso in cui le controparti acquirenti non avessero adeguato i contratti rimuovendo a loro volta tale clausola, e dagli esercenti la vendita all'ingrosso nel caso in cui l'adeguamento operato avesse determinato perdite economiche nel trimestre di riferimento. Il meccanismo definito prevedeva l'esclusione delle partite infragruppo e la limitazione dell'accesso al meccanismo ai soli esercenti all'ingrosso che avessero avuto perdite nel trimestre di riferimento (e non anche minori utili).

Nel 2010, a seguito di ricorso presentato da A2A Energia S.p.A., il TAR aveva annullato la Delibera ARG/gas 106/09 con riferimento all'esclusione dalla compensazione delle partite infragruppo e relativamente alle censure inerenti l'ammissione al meccanismo dei soli esercenti la vendita all'ingrosso per i quali, nel trimestre di riferimento, i ricavi non avessero consentito la copertura dei costi e non anche di quelli che avessero conseguito una riduzione degli utili.



L'Autorità aveva appellato la sentenza del TAR senza tuttavia intraprendere nessuna successiva azione. Nel novembre 2016, decorsi 5 anni, il Consiglio di Stato, ravvisando la perenzione ultraquinquennale del ricorso dell'Autorità, ha reso definitiva la sopra citata sentenza del TAR.

A2A Energia S.p.A. ha ripresentato istanza alla CSEA per il rimborso degli oneri non altrimenti recuperabili e, a valle della positiva valutazione dell'Autorità, nel mese di dicembre 2017 le è stato liquidato l'importo di 1.697.189,51 euro.

Istruttoria AGCM A512-A2A per presunte condotte anticoncorrenziali nel mercato della vendita di energia elettrica – violazione art. 102 del TFUE

Nel mese di maggio 2017, l'AGCM ha avviato nei confronti di A2A S.p.A. e di A2A Energia S.p.A. un procedimento istruttorio per l'accertamento di presunte condotte in violazione dell'art. 102 del TFUE, nell'ambito del quale ha disposto verifiche ispettive senza preavviso. Analoghi procedimenti sono stati contestualmente avviati nei confronti di altri due grandi operatori del settore elettrico.

Per A2A Energia S.p.A. la contestazione attiene a presunte condotte mirate all'acquisizione a mercato libero di clienti serviti in maggior tutela, che sarebbero state poste in essere anche grazie alla disponibilità di informazioni e dati commercialmente sensibili di cui la società avrebbe potuto disporre in quanto verticalmente integrata in un Gruppo operante nella vendita in maggior tutela e nella distribuzione elettrica, nonché vantando specifiche caratteristiche (affidabilità/sicurezza), anch'esse derivanti dalla natura di operatore integrato. Secondo quanto indicato nel provvedimento di avvio si tratterebbe di condotte non replicabili dai concorrenti non integrati e che ostacolerebbero un pieno sviluppo del mercato libero anche in vista della fine delle «tutele di prezzo».

A luglio si è svolta presso gli uffici AGCM l'audizione chiesta dalla società a cui ha fatto seguito l'invio di una memoria infra procedimentale ad ottobre e di ulteriori informazioni a gennaio 2018.

La chiusura di tutti i procedimenti avviati è prevista entro la fine di giugno 2018.

Chiusura istruttoria AGCM PS10728 - A2A Energia - applicazione costi servizio pagamento online tramite carta di credito - violazione art. 62 Codice del Consumo

A chiusura di un procedimento avviato nel mese di aprile 2017, con provvedimento del 20 settembre l'AGCM ha irrogato ad A2A Energia S.p.A. una sanzione di 220.000 euro per violazione delle disposizioni dell'art. 62 del Codice del Consumo in ragione dell'applicazione di sovrapprezzi per l'utilizzo della carta di credito per il pagamento delle bollette tramite sito internet. La società ha presentato ricorso dinanzi al TAR Lazio avverso il provvedimento di AGCM,

Da segnalare che A2A Energia S.p.A. ben prima dell'avvio del procedimento stava implementando i propri sistemi per adeguare il sito internet e mettere gratuitamente a disposizione il servizio anche in considerazione del venir meno della possibilità di pagare con carta di credito presso lo sportello di Milano.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Ambiente

Biometano

Il Decreto Ministeriale sul biometano del 5 dicembre 2013 (cosiddetto DM Biometano) è in fase di revisione. La bozza di nuovo DM introduce la definizione di biometano avanzato (biometano ottenuto dalla Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano - FORSU) al quale è riconosciuto un regime di "ritiro dedicato" per 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 all'obbligo annuale di immissione di biocarburanti avanzati nel settore trasporti, a partire dal 2018.

Lo schema del nuovo DM è stato notificato a maggio 2017 alla Commissione Europea la quale ha successivamente inviato al MiSE una richiesta di chiarimenti. La sua approvazione, in termini di conformità alla disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, è attesa per i prossimi mesi.

A2A Ambiente S.p.A. è interessata alla definizione di un quadro regolatorio certo sul biometano avanzato per una serie di progetti di investimento in procinto di essere avviati e che prevedono il suo utilizzo nei trasporti. Il biogas sarà ottenuto dalla decomposizione dei rifiuti, in tal modo "chiudendo il cerchio" nella gestione della frazione organica raccolta in modo differenziato.

Chiusura dei procedimenti avviati dall'Autorità e dal GSE sul sito di Corteolona (PV)

A seguito di una verifica ispettiva effettuata dal GSE nei giorni 5 e 6 luglio 2012 presso il sito di Corteolona (PV) sono emerse alcune problematiche relative agli impianti a biogas denominati Piazzola Biogas 1 (incentivato con due convenzioni ai sensi del Provvedimento CIP 6/92) e Manzola Fornace (incentivato con i CV - IAFR 1900).

Piazzola Biogas 1

L'Autorità con lettera del 26 gennaio 2016 ha contestato le modalità di determinazione dell'energia ammessa al riconoscimento degli incentivi CIP 6/92 perché avrebbe portato ad una minore valorizzazione dei consumi dei servizi ausiliari per la quota parte del biogas recuperato dall'impianto fanghi. A2A Ambiente S.p.A. ha ribadito che i consumi di energia elettrica dell'impianto trattamento fanghi non sono da configurarsi come servizi ausiliari in quanto si verificherebbero comunque anche in assenza di recupero energetico del biogas.

Con Delibera 260/2016/E/efr l'Autorità ha accolto le osservazioni della società, formalizzando per il periodo fino al 31 dicembre 2011 una contestazione sull'energia destinata ai servizi ausiliari pari al 36% di quella inizialmente indicata nella nota di gennaio 2016 (l'importo della restituzione è pari a circa 70.000 euro). La società aveva accantonato un fondo negli esercizi precedenti.

Con Delibera 262/2017/E/efr l'Autorità ha chiesto la restituzione degli importi CIP 6/92 sull'impianto dal 2012 fino alla scadenza dell'incentivo (restituzione stimata pari a circa 30.000 euro).

Manzola Fornace

Il GSE con lettera del 25 gennaio 2016 ha contestato la modalità di determinazione dell'energia elettrica prodotta ed alcune modifiche impiantistiche effettuate nel 2010. A2A Ambiente S.p.A. ha fornito le informazioni richieste segnalando anche il ricalcolo della percentuale di consumi da attribuire ai servizi ausiliari nella misura del 3% (anziché del 7% come calcolato dal GSE).

Con lettera in data 8 maggio 2017 il GSE ha comunicato l'esito della verifica ispettiva chiudendo positivamente il procedimento e confermando il regime di incentivazione a partire dal 2010 e decurtando dall'energia prodotta la percentuale del 3% dei servizi ausiliari e delle perdite di trasformazione. Ritenendo, tuttavia, che il «complesso impiantistico debba essere considerato alla stregua di un unico impianto» il GSE ha stabilito che l'incentivazione tramite CV debba terminare alla data di scadenza della I Convenzione CIP 6 (31 luglio 2017 anziché 17 luglio 2018). L'impatto complessivo è da stimarsi in una restituzione alla CSEA di circa 730.000 euro.

A conclusione del procedimento è stata, inoltre, riattivata l'emissione dei CV per gli anni 2014-2015 (per un controvalore complessivo di circa 2,76 milioni di euro) nonché l'erogazione della *feed in tariff* che dal 1° gennaio 2016 ha sostituito lo schema dei CV (circa 2 milioni di euro).



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, è scaduto il 31 dicembre 2017.

Il DM 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.

Prolungamento incentivi ad impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili

La Legge di Stabilità 2016 (Legge 28 dicembre 2015, n. 208) all'articolo 1, commi 149, 150 e 151, così come modificati dalle Leggi 27 febbraio 2017 (c.d. Conversione DL Mezzogiorno) e 21 giugno 2017 (c.d. Conversione DL Manovrina) nonché dalla Legge di Bilancio 2018 (Legge 27 dicembre 2017, n. 205), introduce la possibilità per gli impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili che cessano gli incentivi al 31 dicembre 2018 di accedere ad un incentivo riconosciuto sulla produzione elettrica fino al 31 dicembre 2021 (o per cinque anni dal rientro in esercizio).

Finalità della norma è salvaguardare i livelli di generazione rinnovabile conseguiti per il raggiungimento degli obiettivi europei al 2020. L'incentivo riconosciuto è pari all'80% di quello previsto dall'articolo 19 del DM 6 luglio 2012 agli impianti rinnovabili pari potenza.

Ai sensi delle Linee Guida europee sugli aiuti di stato in materia di energia e ambiente, la Commissione considererà compatibili con il mercato interno gli aiuti al funzionamento se lo Stato membro dimostra che i costi operativi sostenuti dal beneficiario dopo l'ammortamento dell'impianto risultano ancora superiori al prezzo di mercato dell'energia.

Gli impianti richiedenti dovranno presentare istanza al MiSE entro il 31 dicembre 2018 attestando, tramite perizia asseverata, il loro buono stato di uso e di produttività nonché il piano di approvvigionamento delle materie prime. A2A Ambiente S.p.A. ha già presentato istanza di accesso al meccanismo per i termovalorizzatori di Corteolona (PV) e di Bergamo.

Ad agosto il MiSE ha notificato tale misura di sostegno alla Commissione per la sua valutazione alla luce delle già citate Linee Guida in materia di aiuti di stato.

Attribuzione funzioni di regolazione e controllo in materia di rifiuti all'ARERA

L'articolo 1, commi 527-530, della Legge di Bilancio 2018 (Legge 27 dicembre 2017, n. 205) attribuisce all'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, rinominata Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), specifiche funzioni di regolazione e controllo del servizio di gestione dei rifiuti.

Le finalità delle suddette norme sono il miglioramento del sistema di regolazione del servizio, la garanzia di accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee dello stesso, il conseguimento di adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione, l'armonizzazione degli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse, l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi europei, per il superamento delle procedure di infrazione.

Il perimetro della regolazione di ARERA, che sotto il profilo del tipo di rifiuti riguarderà gli urbani e assimilati, anche raccolti in modo differenziato, consiste nelle seguenti funzioni:

- emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, la valutazione dei costi delle singole prestazioni e definizione di indici di valutazione dell'efficienza e dell'economicità delle gestioni a fronte dei servizi resi;
- definizione dei livelli di qualità dei servizi e vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi;
- diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, tutela dei diritti degli utenti;
- definizione di schemi tipo dei contratti di servizio;

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

**Business Unit
Ambiente**

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Esteri

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che lo costituiscono secondo il principio di copertura dei costi, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio «chi inquina paga»
- fissazione dei criteri per la definizione delle “tariffe di accesso agli impianti di trattamento”;
- approvazione delle tariffe definite dagli enti di governo d’ambito (tariffa per il servizio integrato) e dai gestori degli impianti di trattamento (tariffe di accesso);
- verifica della corretta redazione dei piani di ambito e osservazioni/rilievi;
- formulazione di proposte sul perimetro di attività ricadenti nel servizio integrato di gestione dei rifiuti da assoggettare a concessione o autorizzazione, formulazione di proposte di modifica alla legislazione rilevante, e predisposizione di una relazione annuale al Parlamento.

La Delibera 1/2018/A ha dato avvio alle attività necessarie alla prima operatività in relazione ai nuovi poteri di regolazione, stabilendo (a) la definizione delle necessarie modifiche organizzative alla pianta organica e (b) l’avvio della ricognizione del settore con mappatura di operatori e *stakeholders*.

In materia di finanziamento delle attività, l’Autorità si riserva di valutare se applicare già dal 2018 il contributo “di importo non superiore all’uno per mille dei ricavi dell’ultimo esercizio” da raccogliere presso gli operatori regolati.

Clearance operazione di acquisizione del controllo esclusivo di Linea Group Holding – Attuazione impegni e loro monitoraggio

A fine luglio 2016 l’AGCM ha notificato ad A2A S.p.A. il provvedimento di chiusura dell’istruttoria avviata in seguito alla notifica dell’operazione di acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH. Come noto AGCM ha autorizzato la concentrazione prescrivendo l’adozione di impegni concordati con A2A S.p.A. nel corso del procedimento e che prevedono in particolare:

- la cessione di Bellisolina S.r.l., società proprietaria di un impianto TMB autorizzato per il trattamento di 75.000 ton/annue;
- la messa a disposizione, per una durata di 5 anni, di lotti di capacità di trattamento (per un valore complessivo di 125.000 ton/anno) presso impianti del Gruppo;
- la messa a disposizione della capacità di trattamento di impianti di A2A Ambiente S.p.A. ad operatori della raccolta non verticalmente integrati con società operative nello smaltimento, in occasione della loro partecipazione a gare per servizi igiene urbana e smaltimento;
- la previsione di cap massimi sui prezzi di conferimento dei rifiuti urbani indifferenziati agli impianti di Parona e Corteolona.

In esito alla *clearance*, l’operazione di *partnership* industriale è stata perfezionata il 4 agosto 2016.

Gli impegni di natura comportamentale (di cui ai punti terzo e quarto dell’elenco) sono stati attuati decorrenza da tale data, mentre in esito allo svolgimento della procedura per l’assegnazione di lotti di capacità di trattamento presso impianti del Gruppo (i TMV di Brescia e Milano) sono stati sottoscritti con gli aggiudicatari i relativi contratti, con decorrenza gennaio 2017, e a seguito di un’ulteriore procedura di gara è stato sottoscritto il contratto per la cessione di Bellisolina S.r.l..

Il monitoraggio dell’attuazione degli impegni da parte dell’AGCM prosegue in base alla documentazione e alle informazioni che A2A S.p.A. trasmette all’Autorità stessa con le Relazioni previste dal provvedimento per i prossimi 5 anni a far data dal 2017.

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. 22 dicembre 2017 – Piano nazionale delle ispezioni

Sulla G.U. 10 gennaio 2017, n. 7 è stato pubblicato il D.M. 22 dicembre 2016 "Adozione del Piano nazionale delle ispezioni di stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti in conformità dell'art. 34 della Direttiva 2008/98/CE, nonché delle spedizioni di rifiuti e del relativo recupero o smaltimento".

Il Piano nazionale delle ispezioni concorre, insieme ai Piani di ispezione redatti negli altri Stati membri, ad armonizzare a livello europeo le modalità con cui vengono garantite le ispezioni su stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti in conformità all'articolo 34 della direttiva 2008/98/CE, nonché sulle ispezioni delle spedizioni di rifiuti e del relativo recupero o smaltimento.

Sono stati quindi individuati specifici flussi di rifiuti ritenuti di particolare interesse in base a criteri legati principalmente alla classificazione e alla pericolosità del rifiuto, al rischio di contaminazione, alle quantità movimentate e a rischi legati a particolari destinazioni o provenienze; tale selezione individua pertanto gli ambiti prioritari per l'effettuazione delle ispezioni previste dal Piano.

La lista dei flussi di rifiuti individuati, classificati in base ai rispettivi codici CER e alla movimentazione in entrata/uscita dal territorio nazionale, è riportata nell'Allegato I, insieme al numero minimo di ispezioni previste.

Le ispezioni presso stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti assicurano almeno la sussistenza e la validità della documentazione autorizzativa dell'attività di gestione dei rifiuti, nonché la verifica dell'idoneità dei siti e degli impianti di gestione di rifiuti. Tali ispezioni sono coordinate, per quanto tecnicamente possibile, con quelle previste dalla normativa ambientale sugli impianti autorizzati con AIA o ai sensi degli artt. 208-216 del D.Lgs n. 152/2006 e con quelle previste dalla normativa in materia di prevenzione del rischio di incidenti rilevanti.

Legge 27 febbraio 2017, n. 19 – Approvazione D.L. Mille proroghe 2017

Sulla G.U. 28 febbraio 2017, n. 49 è stata definitivamente approvata la legge di conversione del DL 30 dicembre 2016, n. 244. In particolare, in relazione al SISTRI, viene confermato senza modificazioni l'art.12, comma 1, con rinvio al 2018 delle sanzioni e il contestuale doppio regime (telematico e cartaceo MUD) fino al 31 dicembre 2017.

D.M. 6 marzo 2017, n. 58 – Modalità contabili e tariffe AIA

Sulla G.U. 11 maggio 2017, n. 108 è stato pubblicato il D.M. 6 marzo 2017, n. 58 "Regolamento recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte Seconda, nonché i compensi spettanti ai membri della commissione istruttoria di cui all'art. 8-bis".

La norma contiene le modalità di calcolo delle tariffe istruttorie e dei controlli degli impianti soggetti ad AIA. Dal 26 maggio le nuove tariffe sono vigenti per gli impianti/progetti di competenza statale mentre per quelli di competenza regionale/provinciale le regioni hanno tempo fino al 07 novembre 2017 per adeguare le tariffe con proprio provvedimento (fino all'emanazione del provvedimento regionale continuano ad applicarsi le vigenti tariffe).

Regolamento CEE/UE 8 giugno 2017, n. 997 – Regolamento (UE) 2017/997 del Consiglio, dell'8 giugno 2017, che modifica l'allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la caratteristica di pericolo HP 14 «Ecotossico»

Su GUUE n. 150 del 14 giugno 2017 è stato pubblicato il Regolamento UE 997/2017 che modifica l'Allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto attiene all'attribuzione della caratteristica di pericolo "ecotossico" (HP14). In tale regolamento, viene illustrata la metodologia da adottare per la valutazione di tale caratteristica.

Si precisa che non sarà più possibile adottare i criteri dell'ADR, che in via provvisoria erano consentiti dalla normativa italiana (ma non europea), e che il Regolamento entra in vigore il 4 luglio 2017 ma si applicherà a partire dal 5 luglio 2018.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

**Business Unit
Ambiente**

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

D.Lgs. Governo 16 giugno 2017, n. 104 – Attuazione della direttiva 2014/52/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale

Sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica n. 156 del 6 luglio 2017 è stato pubblicato il D.Lgs. Governo 16 giugno 2017, n. 104 "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114."

Con il recepimento della direttiva europea vengono ridefiniti gli istituti della verifica di assoggettabilità a VIA e a dei procedimenti di VIA introducendo procedure più semplici, tempi certi e regole uniformi su tutto il territorio. Fra le principali novità vi è la nuova formulazione dell'art. 27 del D.Lgs. 152/2006 che per i progetti di competenza statale introduce un Provvedimento unico in materia ambientale attivabile facoltativamente dal proponente che coordina e sostituisce tutti i titoli abilitativi o autorizzativi necessari per l'esercizio del progetto. Anche per i progetti di competenza regionale viene previsto (nuovo art. 27 bis) un nuovo Provvedimento autorizzatorio unico regionale.

Regolamento (UE) 28 agosto 2017, n. 1505 – EMAS: novità dall'Unione Europea

Sulla GUUE L 222 del 29 agosto 2017 è stato pubblicato il Regolamento (UE) 28 agosto 2017, n. 1505 "che modifica gli allegati I, II e III del regolamento (CE) n. 1221/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS)".

La norma tenendo conto della versione aggiornata, terza edizione della ISO 14001:2015, sostituisce, aggiornandoli, gli allegati I, II e III del regolamento (CE) n. 1221/2009 con particolare riferimento alle prescrizioni per l'analisi ambientale e alle prescrizioni relative all'audit ambientale interno.

Legge 3 agosto n. 123 – Novità in merito alla classificazione dei rifiuti

Sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica, il giorno 12 agosto, è stata pubblicata la Legge 3 agosto n. 123 di conversione del DL n. 91/2017 recante "Disposizioni urgenti per la crescita economica nel Mezzogiorno".

In relazione alla classificazione dei rifiuti, viene confermato l'articolo 9 del DL n. 91/2017 che prevede l'aggiornamento di quanto stabilito nella premessa all'Allegato D parte quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. come di seguito riportato: "1. I numeri da 1 a 7 della parte premessa all'introduzione dell'allegato D alla parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sono sostituiti dal seguente: « 1. La classificazione dei rifiuti è effettuata dal produttore assegnando ad essi il competente codice CER ed applicando le disposizioni contenute nella decisione 2014/955/UE e nel regolamento (UE) n. 1357/2014 della Commissione, del 18 dicembre 2014, nonché nel regolamento (UE) 2017/997 del Consiglio, dell'8 giugno 2017."

Oltre al Regolamento n. 1357/2014, si richiama il nuovo Regolamento 2017/997 che definisce i criteri per l'attribuzione della caratteristica di pericolo HP14 (ecotossico) che saranno applicabili a partire dal 5 luglio 2018.

D.P.R. 13 giugno 2017, n. 120 – Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo

Sulla GU del 7 agosto 2017, n. 183 è stato pubblicato il Decreto Presidente Repubblica 13 giugno 2017, n. 120 "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164".

Con la presente norma, sono adottate le disposizioni di riordino e di semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo, con particolare riferimento:

- a) alla gestione delle terre e rocce da scavo qualificate come sottoprodotti, ai sensi dell'art. 184 bis, del D.Lgs 152/2006, provenienti da cantieri di piccole dimensioni, di grandi dimensioni e di grandi dimensioni non assoggettati a VIA o a AIA, compresi quelli finalizzati alla costruzione o alla manutenzione di reti e infrastrutture;
- b) alla disciplina del deposito temporaneo delle terre e rocce da scavo qualificate rifiuti;



c) all'utilizzo nel sito di produzione delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti;

d) alla gestione delle terre e rocce da scavo nei siti oggetto di bonifica.

Il presente regolamento, in attuazione dei principi e delle disposizioni della direttiva 2008/98/CE, disciplina le attività di gestione delle terre e rocce da scavo, assicurando adeguati livelli di tutela ambientale e sanitaria e garantendo controlli efficaci, al fine di razionalizzare e semplificare le modalità di utilizzo delle stesse. Il decreto entra in vigore il giorno 22 agosto 2017.

DM 10 novembre 2017 – Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN)

Sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico è stato pubblicato il DM 10 novembre 2017 che adotta la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN).

La SEN 2017 definisce le misure per raggiungere i traguardi di crescita sostenibile e ambiente stabiliti nella ventunesima riunione della Conferenza delle parti della Convenzione sui cambiamenti climatici (COP21), contribuendo in particolare all'obiettivo della de-carbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici.

Gli obiettivi al 2030, in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia, perseguiti sono:

- migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

D.Lgs 15 novembre 2017, n. 183 – Emissioni in atmosfera da impianti medi: modificato D.Lgs 152/2006

Sulla GU 16 dicembre 2017, n. 293 è stato pubblicato il D.Lgs 15 novembre 2017, n. 183 "Attuazione della direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170".

Tale norma, in attuazione della delega prevista all'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170, incarica il Governo ad adottare disposizioni per l'attuazione della direttiva (UE) 2015/2193, nonché per realizzare un riordino generale del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera. Viene quindi modificata la Parte Quinta del D.Lgs 152/2006 sia per quanto concerne i medi impianti di combustione (impianti di potenza termica inferiore a 50 MW) sia attraverso un complessivo riordino della normativa sugli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera.

Il presente decreto è entrato in vigore il giorno 19 dicembre 2017.

Legge 27 dicembre 2017, n. 205 – Proroga SISTRI

Sul Supplemento Ordinario n. 62 alla Gazzetta Ufficiale n. 302 del 29 dicembre 2017 è stata pubblicata la Legge n. 205 del 27 dicembre 2017 "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

Con il comma 1134 dell'articolo 1 si stabilisce la proroga al 31 dicembre 2018 della moratoria sulle sanzioni operative del SISTRI previste dalla Legge n. 125 del 30 ottobre 2013.

Con il comma 1135, al Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006, dopo l'articolo 194 è aggiunto un nuovo articolo 194-bis (Semplificazione del procedimento di tracciabilità dei rifiuti e per il recupero dei contributi dovuti per il SISTRI) con il quale si prevede la digitalizzazione dei dati richiesti inerenti la gestione rifiuti, la trasmissione del formulario di cui all'articolo 193 tramite posta elettronica certificata, la definizione delle modalità per il recupero dei contributi SISTRI dovuti e non corrisposti.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

***Business Unit
Ambiente***

*Business Unit
Reti e Calore*

*Business Unit
Estero*

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Reti e Calore

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com (anche TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) ha posto 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 e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita per evitare il rischio di confusione nel cliente finale.

In accordo con quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del TIUF - 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..

Nel 2017 si è svolta una consultazione inerente le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni (DCO 307/2017/R/com). In linea generale l'Autorità intende basarsi sui dati di costo degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. Per i distributori di minori dimensioni saranno previsti meccanismi semplificati e basati su una logica parametrica.

Nell'ambito della suddetta consultazione, nel mese di marzo 2018 l'Autorità ha avviato una raccolta dati avente ad oggetto i costi operativi e di capitale sostenuti dagli operatori per adempiere agli obblighi di separazione del marchio.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale definitive 2016 e provvisorie 2017

Con Delibera 146/2017/R/gas l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento gas definitive 2016 (in base agli investimenti a consuntivo 2015, dismissioni 2015 e contributi 2015), mentre con Delibera 220/2017/R/gas sono state approvate le tariffe di riferimento gas provvisorie 2017 (in base agli investimenti a pre-consuntivo 2016 e stima parametrica contributi 2016). 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).

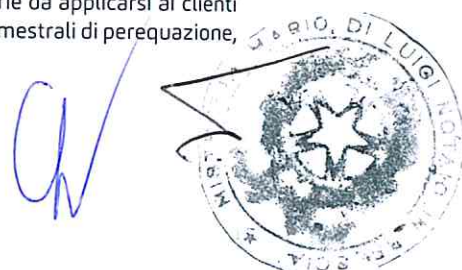
Valore della RAB GAS Unareti S.p.A. sottesa alle tariffe 2017 provvisorie
milioni di euro

Cap. Centralizzato	48
RAB Distribuzione Gas	800
RAB Misura Gas	112
Totale	960

Si è in attesa della pubblicazione delle tariffe di riferimento gas definitive 2017, che terranno conto degli investimenti 2016 a consuntivo, delle dismissioni 2016 e dei contributi effettivi 2016, così come delle tariffe di riferimento gas provvisorie 2018 che considereranno anche gli investimenti 2017 a pre-consuntivo. In entrambi i casi, l'Autorità considererà i dati comunicati dalla società nell'ambito della raccolta dati RAB Gas conclusasi a novembre 2017.

Per quanto riguarda la misura, l'Autorità con Delibera 389/2017/R/gas, a valle di un'apposita raccolta dati, ha provveduto a riconoscere agli operatori i costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2013, precedentemente non riconosciuti dal sistema tariffario in vigore. Ad Unareti è stato riconosciuto un ammontare di 1.557.824 euro, liquidato dalla CSEA nei primi giorni di gennaio 2018.

Infine, con Delibera 859/2017/R/gas sono state definite le tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti per i servizi di distribuzione e misura del gas, nonché il valore degli acconti bimestrali di perequazione, per l'anno 2018.



Regolazione della *performance* di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale

L'Autorità, con Delibera 522/2017/R/gas, ha apportato alcune rilevanti modifiche alla RQDG 2014 – 2019 finalizzate a favorire il miglioramento della *performance* degli operatori per l'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza immediata e per i misuratori accessibili, lo standard "*Frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile*" è sostituito dallo standard "*Raccolta della misura per misuratore accessibile*";
- il numero minimo di letture da raccogliere è quello stabilito dagli art. 14.1 (misuratori tradizionali e *smart meter* gas < G10) e 14bis.1, lettera a) (*smart meter* ≥ G10) del TIVG. In caso di mancato rispetto di tale standard è previsto un indennizzo automatico pari a 35 euro.

Si sottolinea che l'Autorità considera gli *smart meter* gas in ogni caso accessibili, indipendentemente dalla loro effettiva collocazione fisica.

Con decorrenza 2018 viene, inoltre, introdotto uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori accessibili con letture con esito positivo, differenziato per classi di consumo. L'Autorità si riserva la possibilità di effettuare la pubblicazione comparativa di tali indicatori.

Con medesima decorrenza e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, viene altresì definito quanto segue:

- i misuratori parzialmente accessibili sono assimilati, ai fini della regolazione delle *performance* di misura, ai misuratori non accessibili (applicando le stesse previsioni regolatorie);
- relativamente ad ogni PDR attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, viene introdotto l'obbligo di garantire almeno una lettura con esito positivo a partire dal 2018. In caso contrario, per tali punti il distributore è obbligato alla sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici. Tali obblighi di sostituzione sono aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas (direttive *smart meter* gas). In caso di inadempimento degli ulteriori obblighi di sostituzione è prevista una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) a carico dell'impresa di distribuzione pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito.

Attualmente sono in corso approfondimenti con l'Autorità in merito alle modalità applicative di tali disposizioni e sulle relative criticità riscontrate dagli operatori.

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 i corrispettivi specifici di impresa per il servizio di trasporto e misura del gas naturale presentate per il 2017 dagli operatori, tra cui Retragas S.p.A., mentre con Delibera 795/2017/R/gas sono stati fissati i corrispettivi specifici relativi all'anno 2018.

Al riguardo, la Delibera 575/2017/R/gas ha prorogato la validità dell'attuale regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il biennio 2018-2019, introducendo limitate modifiche relative, in particolare, alla ripartizione dei costi da coprire tra le tariffe applicabili ai punti d'entrata e ai punti di uscita della rete di trasporto nazionale, passando dal precedente 50:50 all'attuale 40:60.

Infine, con Delibera 689/2017/R/gas l'Autorità ha espresso la propria valutazione sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, valutandoli non sempre redatti in coerenza con le disposizioni normative applicabili. Conseguentemente, ha ritenuto opportuno fornire specifiche indicazioni sui contenuti obbligatori di tali piani, prevedendo allo stesso tempo il mancato riconoscimento in tariffa degli investimenti che entreranno in esercizio nel corso del 2019 qualora non adeguatamente motivati. E', altresì, previsto un meccanismo di salvaguardia, a determinate condizioni, degli investimenti già in corso di realizzazione.

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.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

**Business Unit
Reti e Calore**

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Il provvedimento 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 (cosiddetti *X-Factor*) validi per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per le attività di distribuzione (1,7% per operatori con più di 300.000 PDR e 2,5% per gli altri), 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 da 1,2 euro/PDR a 2 euro/PDR.

L'Autorità con la Delibera 904/2017/R/gas ha adottato disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale ed ha:

- definito i costi standard dei misuratori gas per gli anni 2018 e 2019;
- confermato che, a partire dal 2018, gli investimenti in misuratori elettronici gas saranno riconosciuti come media ponderata tra il costo standard e l'ammontare effettivo dell'investimento sostenuto dalla società, prevedendo dei pesi di ponderazione pari a 60% costo effettivo e 40% costo standard (in precedenza il rapporto era 50:50);
- azzerato il corrispettivo CVER relativo alle verifiche metrologiche (per il 2017 pari a 50 euro per gruppo di misura maggiore di classe G6 elettronico messo in servizio) e previsto che i costi relativi a tali verifiche siano riconosciuti a piè di lista a fronte di un'apposita domanda adeguatamente documentata;
- rimandato al prossimo periodo tariffario il passaggio al riconoscimento parametrico dei costi relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici gas, confermando l'attuale riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti dagli operatori.

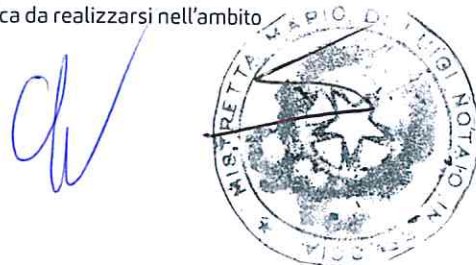
Infine, la Delibera posticipa al 2019 (con impatti, conseguentemente, sulle tariffe 2020) l'avvio della valutazione degli investimenti relativi all'attività di distribuzione del gas sulla base di costi standard.

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 - ATEM" (DM 19 gennaio 2011 e DM 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (DM 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 (DM 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. n. 164/2000 e il DM 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 DM 22 maggio 2014 ha approvato le Linee Guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il DM 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il DM 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.

Il DM 11 gennaio 2017 recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica" ha, inoltre, parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i certificati eventualmente emessi a fronte di tali progetti e annullati dal GSE nell'anno di riferimento riducano in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi dell'anno successivo. Restano, tuttavia, alcune residue incertezze, tra cui il vincolo di territorialità degli interventi offerti in sede di gara.

Si segnala, infine, che la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel correttivo del Codice degli Appalti, pubblicato in G.U. lo scorso 5 maggio 2017, conferma la validità dell'attività svolta finora dalle Stazioni Appaltanti nella produzione della documentazione di gara e resta invariata anche la durata massima di 12 anni degli affidamenti.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, con Delibera 514/2012/R/gas ha predisposto lo schema di contratto di servizio tipo per la regolazione dei rapporti tra enti locali concedenti e gestori del servizio di distribuzione del gas naturale, contratto poi approvato dal MiSE con DM 5 febbraio 2013; successivamente, con Delibera 571/2014/R/gas, l'Autorità ha proposto una modifica – in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti – a tale schema di contratto di servizio tipo, modifica tuttavia non recepita dal MiSE.

Infine, a valle delle novità introdotte dalla Legge Concorrenza 2017 in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti nell'ambito delle gare, articolando le disposizioni in materia in 2 testi integrati (Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito e Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito). Le principali novità introdotte, di rilievo soprattutto per le Stazioni Appaltanti, sono relative all'iter di valutazione del valore di rimborso e del bando di gara: nel primo caso è previsto un Regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza 2017 al quale potranno accedere gli ambiti per cui (i) il singolo Ente locale concedente possa certificare anche tramite idoneo soggetto terzo, in possesso di adeguati requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità (la definizione di questi ultimi è demandata agli Enti Locali stessi), che il valore di rimborso è stato determinato applicando in via esclusiva le disposizioni contenute nelle Linee Guida 2014; (ii) lo scostamento VIR-RAB, aggregato d'ambito, non risulti superiore all'8%; e che (iii) lo scostamento VIR-RAB relativi ai cespiti di località del singolo Comune non superi il 20%; anche nel secondo caso è stato introdotto un iter semplificato che prevede (almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la pubblicazione del bando) l'invio all'Autorità da parte delle Stazioni Appaltanti di un prospetto che riporti: (i) i valori di VIR e RAB con i relativi riferimenti temporali per ciascun Comune dell'ambito, che saranno confrontati con quelli presenti nella documentazione di gara; (ii) un estratto del bando di gara e del disciplinare di gara con riferimento agli articoli nei quali sono riportati i criteri di ripartizione dei punteggi massimi tra i criteri e i sub-criteri di gara, che saranno confrontati con le prescrizioni in materia contenute nel cosiddetto Regolamento Gare e (iii) le linee guida programmatiche d'ambito, per le quali sarà valutata la congruità delle analisi costi-benefici e delle condizioni minime di sviluppo.

Si segnala che A2A Reti Gas S.p.A. (oggi Unareti S.p.A.) aveva impugnato le Linee Guida e il DM 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 prezzi, alla detrazione dei contributi e alla riduzione della vita utile dei misuratori fino a G6. Le doglianze in merito alla facoltà concessa ai comuni di vendere la rete e sui punteggi per gli investimenti in efficienza energetica sono state ritenute inammissibili per carenza di interesse attuale. Unareti S.p.A. ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con sentenza n. 05736/2017 del 5 dicembre 2017, ha rinviato la causa alla Corte di Giustizia Europea chiedendo di verificare la coerenza tra le norme europee e la normativa nazionale sulla definizione del valore

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit

Commerciale

Business Unit

Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

di rimborso da riconoscere all'uscente che prevede, in particolare, la decurtazione - retroattiva - dei contributi pubblici e privati dal valore dei beni oggetto di trasferimento.

Per quanto riguarda il TAR Lombardia, anche alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato, con ordinanza del 23 dicembre 2017 è stata accolta l'istanza congiunta di rinvio dell'udienza per la discussione del ricorso pendente. L'udienza è, quindi, fissata per il 20 dicembre 2018.

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 Milano 1 - Città e Impianto di Milano (Gazzetta Ufficiale UE del 26 dicembre 2015).

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 ha una validità di 360 giorni, oltre i quali, in caso di mancata aggiudicazione della gara entro tale termine, l'offerente può decidere di svincolarsi dall'offerta.

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 plichi contenenti le offerte è stata il 27 marzo 2017. Le offerte saranno valutate in coerenza con i criteri previsti dal DM 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 si concluderà presumibilmente nel corso del 2018.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica definitive 2016 e provvisorie 2017

L'Autorità, con Delibere 188/2017/R/eel e 199/2017/R/eel, ha approvato le tariffe definitive 2016 per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica mentre con le Delibere 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2017. In particolare: quelle definitive 2016 considerano gli investimenti fino al 2015, compresi quelli relativi all'attività di commercializzazione (i cui costi erano precedentemente riconosciuti su base parametrica a pre-consuntivo), le dismissioni 2015 e i contributi 2015 mentre quelle provvisorie 2017 considerano gli investimenti realizzati fino al 2016 a pre-consuntivo, le dismissioni 2015 e stimano i contributi 2016.

Le tariffe sono definite considerando il WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari al 5,6% (vs 6,4% del 2014-2015) e in base alla regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 - 2019).

Valore della RAB EE Unareti S.p.A. sottesa alle tariffe provvisorie 2017
milioni di euro (*)

RAB Distribuzione EE	532
RAB Misura EE	72
Totale	604

(*) Stima della società.

Si è in attesa della pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive 2017, che terranno conto degli investimenti 2016 a consuntivo, delle dismissioni 2016 e dei contributi effettivi 2016, nonché della cessione dell'attività di distribuzione e misura per alcuni sconfinamenti in comuni limitrofi alla città di Milano, così come delle tariffe provvisorie 2018 che considereranno anche gli investimenti a pre-consuntivo 2017. In entrambi i casi, l'Autorità considererà i dati comunicati dalla società nell'ambito della raccolta dati RAB conclusasi a novembre 2017.

Infine, con delibere 882/2017/R/eel e 907/2017/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2018 applicabili, rispettivamente, ai clienti non domestici e ai clienti domestici.



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 anche se la quasi totalità dei meccanismi previsti è descritta 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 avviato in data 1° aprile 2016).

Gli artt. 129, 130, 131, 132 del TIQE dispongono le funzionalità innovative delle reti di distribuzione in media tensione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile: "Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse su reti MT, Regolazione di tensione delle reti di distribuzione".

L'art. 134 del TIQE 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. Unareti 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.

Tuttavia, l'Autorità, con la Delibera 781/2016/R/eel, ha ritenuto opportuno approfondire questi ultimi due temi 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*.

Nel corso del 2017, a seguito dei disservizi causati dal maltempo che hanno interessato il Centro Italia, con Delibera 127/2017/R/eel l'Autorità ha introdotto delle modifiche alla regolazione della qualità, rendendola più rigida nei confronti degli operatori. In particolare, è stato

- eliminato il tetto massimo ai rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione; l'indennizzo continuerà così ad aumentare ad ogni ulteriore blocco di 4 ore di interruzione fino ad un massimo di 240 ore (ovvero, 60 blocchi da 4 ore; per un utente domestico, quindi, si passa dal precedente massimo di 300 euro all'attuale di 1.800 euro);
- prevedendo che in caso di interruzioni causate da forza maggiore, dopo le 72 ore di sospensione e fino ad un massimo di 240 ore, l'indennizzo sia pagato direttamente dall'impresa distributrice (o da Terna) e non posto a carico del Fondo Eventi Eccezionali presso la CSEA (sono, comunque, previste clausole escludenti, seppur molto restrittive).

Il TIQE 2016-2023 contiene anche iniziative volte ad aumentare la resilienza del sistema elettrico nazionale. In particolare, si prevedeva che entro il 31 marzo 2017 le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti trasmettessero all'Autorità un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie idonee a raggiungere tale obiettivo. Il piano doveva:

- contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni;
- essere coordinato sia con i piani di sviluppo della rete di distribuzione elaborati dal singolo operatore che con i piani di sviluppo della RTN gestita da Terna e con le reti di distribuzione sottese/interconnesse di competenza di altri operatori.

A conclusione di una prima *tranche* di lavori di uno specifico tavolo tecnico, a cui hanno preso parte Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD (tra cui Unareti S.p.A.), è stata emanata la Determina 2/2017 DIEU con cui è stato approvato il documento "Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima". Tale documento contiene la metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete, nonché la metodologia (e i parametri da usare) per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

A fine marzo 2017 Unareti S.p.A. ha presentato all'Autorità il proprio piano di lavoro contenente una prima analisi tecnica, nonché la valutazione dei relativi costi e benefici, degli interventi ritenuti opportuni per l'incremento della resilienza della rete elettrica, focalizzandosi in particolare su fenomeni di alluvioni e allagamenti, ovvero quei fenomeni che maggiormente incidono sulla continuità del servizio delle reti gestite dalla società.

Successivamente, anche alla luce dei documenti predisposti dagli operatori, l'Autorità ha effettuato una consultazione specifica in materia di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (DCO 645/2017/R/eel) in cui, in particolare, dopo una analisi della situazione attuale e delle iniziative già adottate dagli operatori per incrementare la resilienza delle reti, sono state avanzate proposte su due versanti complementari: da una parte le iniziative volte ad aumentare la tenuta delle infrastrutture alle sollecitazioni, agendo quindi ex-ante in fase di progettazione, e quelle per aumentare l'efficacia e la tempestività di ripristino della fornitura. L'Autorità, inoltre, avanza le proprie proposte anche in materia di predisposizione di piani di sviluppo delle reti, prevedendo un'apposita sezione dedicata agli interventi individuati come rilevanti per l'aumento della resilienza, nonché in materia di incentivazione, specie per quanto riguarda la tempestività del ripristino del servizio. Nei primi mesi del 2018 è atteso il provvedimento finale in materia.

Sul tema della resilienza è poi intervenuto anche il MISE che, nel mese di novembre 2017, ha trasmesso ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi. In tale documento si prevede che i distributori, a partire dal 2018, dovranno integrare il proprio piano di sviluppo della rete con una apposita sezione relativa agli interventi per l'incremento della resilienza e la robustezza della rete. Tale sezione dovrà avere un dettaglio per aree territoriali servite che, a loro volta, saranno differenziate - in base alle analisi di dettaglio che dovranno essere effettuate dagli operatori - in aree ad alta, media o bassa priorità; per le prime il distributore dovrà predisporre un piano temporale degli interventi, a partire da quelli a più elevata efficacia in termini di riduzione del rischio/aumento benefici per i clienti. L'avanzamento degli interventi sarà oggetto di un'ulteriore, apposita sezione del piano dedicato alla resilienza. Infine, il documento sottolinea l'importanza della collaborazione e del coordinamento sia tra distributori e tra Terna e questi ultimi, ma anche tra gli operatori e le amministrazioni locali competenti.

Infine, con Delibera 793/2017/R/eel l'Autorità ha provveduto a determinare i premi e le penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il 2016. Conseguentemente a dicembre 2017 Unareti S.p.A. ha dovuto versare alla CSEA 389.658 euro, penale determinata da una *performance* sotto le aspettative in uno degli ambiti gestiti dalla società.

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

In attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e a valle del DCO 416/2015/R/eel, con Delibera 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito, in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori (15 anni):

- 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 collaborazione con AGCOM, inoltre, l'Autorità valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementalmente con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza (Allegato C). Sul tema, le 2 Autorità hanno condotto congiuntamente nel 2017 una serie di audizioni informali dei principali operatori italiani della distribuzione e delle telecomunicazioni al fine di valutare i possibili sviluppi dell'attuale misuratore di seconda generazione (2G) verso la sua versione 2.1.

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 con misuratori 2G rispondenti alle caratteristiche definite dalla Delibera 87/2016/R/eel. In particolare:

- non è stata fissata, 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 TOTEX - *Total Expenditure* per il riconoscimento dei costi, anche se limitata – nella fase iniziale – ai solo i 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 negli stessi tempi di altre aree del paese, anche meno urbanizzate, gestite dall'*incumbent* il cui piano di messa in servizio è già stato approvato ed è in corso di realizzazione.

Considerando le consistenze fisiche e patrimoniali di Unareti S.p.A. una prima stima di massima del potenziale piano da presentare all'Autorità consisterebbe nella sostituzione di circa 1,2 milioni di misuratori (la *deadline* per la presentazione del Piano all'Autorità sarebbe il 15 maggio 2019 in caso l'avvio del piano fosse fissato al 2020).

Nelle more dell'avvio dei piani di sostituzione, che per ora non sono obbligatori, l'Autorità, con la Delibera 646/2016/R/eel, ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per il 2017, poi estese con Delibera 882/2017/R/eel anche all'anno 2018, limitando il costo unitario riconosciuto per questi anni al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015. Ad oggi non è ancora stato definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria" tenuto conto della cessazione della produzione di misuratori 1G nel corso del 2017.

Riforme tariffarie (tariffe di rete e oneri generali di sistema) per utenti domestici e non domestici

Dal 1° gennaio 2017 i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) hanno assunto una struttura trinomica, 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 rilevano esclusivamente ai fini dell'applicazione degli oneri generali di sistema e della componente DISP BT. Fatta salva questa differenza, anche i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati ridefiniti al fine di smorzare l'effetto di progressività rispetto ai consumi e di limitare il numero degli scaglioni annui, fino ad eliminarli del tutto a partire da gennaio 2019 per gli utenti domestici e a partire da gennaio 2018 per i non domestici.

La Delibera 481/17/R/eel ha definito la nuova struttura degli oneri generali di sistema e prevede:

- due raggruppamenti di oneri, rispettivamente gli "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" (ASOS) e i "rimanenti oneri" (ARIM);
- che per tali raggruppamenti la struttura tariffaria sia trinomica, ossia caratterizzata da:
 - una quota fissa espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno;
 - una quota potenza espressa in centesimi di euro/kW per anno⁴;
 - una quota variabile espressa in centesimi di euro/kWh;

⁴ Ai fini dell'applicazione della quota potenza il riferimento è alla definizione di potenza utilizzata per la determinazione delle tariffe di rete come definita dal Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT), ossia come potenza contrattualmente impegnata ove consentito o, per tutti gli altri casi, come il valore massimo della potenza prelevata nel mese.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

**Business Unit
Reti e Calore**

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- che la struttura del raggruppamento “ASOS” possa essere differenziata tra clienti energivori e clienti agevolati suddivisi per classi di agevolazioni, come definito dalla Delibera 922/2017/R/eel in attuazione del meccanismo di agevolazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica disciplinato dal DM MiSE 21 dicembre 2017.

La Delibera 922/2017/R/eel ha definito per la componente ASOS una struttura tariffaria determinata da una combinazione lineare tra una tariffa trinomica (con incidenza del 25%) a sua volta determinata (come per gli oneri ARIM) in proporzione alle tariffe dei servizi di rete, e un'aliquota *flat* uniforme in centesimi di euro/kWh (con incidenza del 75%), non differenziata per livelli di tensione.

Codice di Rete (CADE) e oneri generali di sistema (OGS)

L'articolo 3, comma 11, del D.Lgs. n. 79/99 prevede che l'esazione del gettito necessario alla copertura degli OGS avvenga mediante un incremento del corrispettivo tariffario per l'accesso alla rete. Le modalità di esazione sono definite dagli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT) e prevedono che distributore versi a CSEA/GSE gli OGS riscossi dai venditori presso i clienti finali (in entrambi i casi a prescindere dall'effettivo pagamento).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedessero la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai venditori e ai distributori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS. Con il DCO 597/2017/R/eel ha, infatti, illustrato alcune proposte per la riforma sia della disciplina inerente la prestazione delle garanzie sia della gestione/esazione degli OGS analoga a quella adottata per il Canone RAI, prospettando, infine, meccanismi di reintegro per i distributori rispetto agli OGS comunque versati a CSEA/GSE ma non incassati dai venditori.

La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel ed implicitamente “confermando” la piena vigenza della Delibera 109/2017/R/eel.

Testo Integrato Fatturazione (TIF)

Con la Delibera 463/2016/R/com, come modificata dalla Delibera 738/2016/R/com in seguito alle istanze degli operatori e delle loro associazioni, 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. In particolare, con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, esso dispone l'incremento della periodicità di rilevazione dei dati di misura per i contatori monorari elettrici non telegestiti, definisce un obbligo di codifica delle ragioni della mancata rilevazione della lettura, al fine di accertare le modalità di svolgimento del servizio da parte dei distributori, e infine introduce indennizzi a favore dei clienti finali in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura. In particolare, è stato introdotto uno specifico indennizzo pari a 10 euro in caso di mancata messa a disposizione da parte del distributore elettrico, per due mesi consecutivi (limitatamente al 2017, il numero di mesi consecutivi oltre il quale è necessario erogare l'indennizzo è stato aumentato a 3), del dato di misura effettivo in caso di punti di prelievo trattati per fasce (art. 17). Gli indennizzi non saranno applicati qualora il mancato rispetto della disciplina sia dovuto a caso fortuito, forza maggiore o per cause imputabili al cliente finale o a terzi, come ad esempio in caso di disturbi sulla rete non di responsabilità del distributore.

Sono in corso ulteriori contatti con gli uffici dell'Autorità per meglio chiarire alcuni aspetti applicativi relativi, in particolare, al campo di applicazione degli indennizzi ed alle cause di esclusione.



Nuova modalità di definizione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dal DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate (tep). Un certificato equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB da parte del GSE oppure acquistando sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente si tratta di *Energy Service Company* – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi.

A seguito dell'entrata in vigore del DM MiSE 11 gennaio 2017 recante gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2017-2020 e l'approvazione delle nuove Linee Guida sui CB, e in considerazione degli esiti dell'indagine conoscitiva svolta dallo stesso regolatore sull'andamento anomalo dei prezzi dei CB tra giugno 2016 e marzo 2017, con le Delibere 435/2017/R/efr e 634/2017/R/efr, l'Autorità ha rivisto le regole di determinazione del contributo tariffario stabilendo:

- un contributo di riferimento, in sostituzione del contributo preventivo, che tiene conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e degli accordi bilaterali) dei contributi definitivi dei due anni d'obbligo precedenti, istituendo un transitorio per l'anno d'obbligo 2017 per il quale è prevista l'attribuzione di un peso maggiore al contributo definitivo 2016 rispetto a quello del 2015;
- un prezzo di riferimento rilevante di sessione, $S(t)$, pari al prezzo medio ponderato delle transazioni eseguite durante una sessione di mercato e concluse ad un prezzo compreso nell'intervallo di $\pm 12\%$ rispetto al prezzo di riferimento della sessione precedente (non è stato, pertanto, stabilito un valore massimo in termini assoluti);
- alcune modifiche ai parametri γ e β che definiscono il parametro "k" di correlazione tra i valori degli scambi di mercato e il contributo di riferimento. Nel dettaglio, il valore di γ resta invariato per l'anno d'obbligo 2017 e fissato a 4 €/CB a partire dal 2018, mentre il parametro β è aumentato da 0,85 a 0,9;
- l'erogazione al 30 novembre di un acconto pari al contributo definitivo dell'anno precedente, da applicarsi su un limite di CB che possono essere oggetto di consegna da parte dei distributori;
- l'adozione, a partire dai residui dell'anno d'obbligo 2018, del criterio di competenza (al posto del criterio di cassa), per l'erogazione del contributo definitivo. Per i soli recuperi degli obiettivi relativi agli anni d'obbligo 2015, 2016 e 2017 si continua ad applicare il criterio di cassa. Per quanto riguarda i titoli afferenti i residui degli obiettivi degli anni d'obbligo compresi tra il 2018 e il 2020, il criterio di competenza si applica solo a porzioni di essi, in modo progressivo e crescente nel tempo. Le quantità di titoli cui applicare il criterio di competenza verranno quantificate mediante l'applicazione del parametro s (rispettivamente pari a 0,25, 0,5 e 0,75) ai titoli consegnati da parte dei distributori soggetti agli obblighi a valere sulle compensazioni degli anni d'obbligo precedenti. Ai titoli afferenti le porzioni restanti di ciascun residuo si applicherà il criterio di cassa.

La tabella riporta i *target* di risparmio energetico a livello Italia e in capo ai distributori di elettricità e gas per gli anni 2017-2020 definiti dal DM MiSE 11 gennaio 2017.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni