



a2a

PRESENTE NEL FUTURO

2019

Relazione
sulla Gestione



Relazione sulla Gestione

2019

Indice

Lettera agli Azionisti	4
Organi sociali	7
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
<i>Business Units</i>	10
Aree geografiche di attività	12
Struttura del Gruppo	14
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2019	15
Azionariato	18
A2A S.p.A. in Borsa	19
Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)	22
2 Scenario e Mercato	
Quadro macroeconomico	28
Andamento del mercato energetico	30
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	
<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>	37
<i>Business Unit</i> Mercato	49
<i>Business Unit</i> Ambiente	54
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	62
<i>Business Unit</i> Estero	84

4 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	86
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	96
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019	101
Evoluzione prevedibile della gestione	103
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo	104

5 Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività	106
Risultati per settore di attività	110
<i>Business Unit Generazione e Trading</i>	112
<i>Business Unit Mercato</i>	115
<i>Business Unit Ambiente</i>	118
<i>Business Unit Reti e Calore</i>	120
<i>Business Unit Estero</i>	123
A2A Smart City	124
<i>Corporate</i>	125

6 Rischi e incertezze

Rischi e incertezze	128
---------------------	-----

7 Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità	144
---	-----

8 Altre informazioni

Altre informazioni	148
--------------------	-----

Lettera agli Azionisti

Nel corso del 2019 A2A ha consolidato il processo, avviato negli anni precedenti, di aggregazione territoriale delle principali *public utilities* lombarde e ha posto le basi per ulteriori futuri sviluppi del Gruppo sul modello della “*Multiutility dei Territori*”.

Ha inoltre rafforzato le basi della crescita incrementando gli investimenti del 25% e promuovendo operazioni di M&A.

I risultati economici e finanziari hanno superato le attese: si è registrato un incremento dell'utile netto del 13% rispetto all'anno precedente e il Margine Operativo Lordo è risultato in linea con l'eccellente risultato del 2018 (1.234 milioni di euro, +3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente), nonostante il minor contributo di oltre 100 milioni di euro derivante da incentivi e titoli ambientali.

La Posizione Finanziaria Netta al 31 dicembre 2019 risulta pari a 3.154 milioni di euro: il forte flusso operativo generato nel corso dell'anno è stato utilizzato per finanziare l'alto livello di investimenti, con un assorbimento della generazione di cassa, al netto delle variazioni di perimetro e degli effetti dell'introduzione dell'IFRS 16, di 76 milioni di euro.

A2A, inoltre, conferma la sua vocazione *green* proseguendo nella sua strategia di crescita nel settore delle energie rinnovabili e nel ruolo di operatore attivo nella transizione energetica, nonché di ampliamento della capacità di trattamento dei rifiuti con l'obiettivo di chiusura del ciclo ambientale. Lo testimoniano alcune importanti operazioni concluse nel 2019: l'avvio dell'impianto di trattamento e selezione della plastica di Muggiano (Milano) e del depuratore di Nuvolera (BS), l'acquisizione della società Electrometal, specializzata nel recupero e trattamento di rifiuti industriali, l'ingresso nel Gruppo Suncity Energy, attivo nei servizi di efficienza energetica e generazione distribuita alle piccole e medie imprese, l'accordo siglato nel 2019 con il Gruppo Talesun per sviluppare nuovi progetti fotovoltaici per una capacità complessiva di 1 Gigawatt. Particolarmente importanti, nell'ambito della transizione energetica, il percorso intrapreso per la completa decarbonizzazione del sistema energia ambiente di Brescia, la partecipazione al mercato del *capacity payment* e la realizzazione di compensatori sincroni nella Centrale di Brindisi per garantire il servizio di regolazione della tensione per la Rete di Trasmissione Nazionale. In tutto questo è centrale il ruolo dell'innovazione. In proposito, nel 2019 il Gruppo ha lanciato A2A Horizon, l'iniziativa di *Corporate Venture Capital*, attraverso la quale intende investire in *start up* che operano in ambiti strategici per l'evoluzione del proprio *business*.

All'insegna del miglioramento le *performance ESG (Environmental Social Governance)* di A2A nel 2019. Il Gruppo ha generato e distribuito agli *stakeholder* un valore aggiunto globale lordo di 1.927 milioni di euro (+6% rispetto al 2018). Ha distribuito ricchezza anche attraverso 1,3 miliardi di euro di ordinato, il 96% dei quali a beneficio di imprese italiane. Il 62% degli investimenti totali del 2019, pari a 385 milioni di euro, rientrano in criteri ESG (*Environmental Social Governance*) e sono collegati a obiettivi/azioni del Piano di Sostenibilità. Migliorati gli indici di frequenza e gravità degli infortuni (-14% rispetto all'esercizio precedente). Si è ridotto dell'11% rispetto al 2018, il fattore di emissione di CO₂ del Gruppo (rapporto tra emissioni dirette di CO₂ e produzione totale di energia elettrica e termica) e il 99,9% dei rifiuti urbani raccolti è stato avviato a recupero di materia o energia. A2A Energia è risultata *best performer* tra le società coinvolte nell'indagine ARERA sulla qualità dei *call center*, con il 98,1% dei clienti soddisfatti (+5,8% rispetto alla media nazionale). Le visite agli impianti del Gruppo e le iniziative di educazione ambientale hanno coinvolto oltre 72 mila persone (+12% vs 2018). Il Banco dell'Energia si è consolidato come iniziativa di innovazione sociale di eccellenza, capace di dare risposte concrete al problema della povertà energetica.

Con riferimento all'evoluzione dei mercati finanziari, un segnale del loro apprezzamento nei confronti del percorso di sostenibilità di A2A è stata la straordinaria risposta alla nostra prima emissione di un *Green Bond*, da 400 milioni di euro e durata di 10 anni, che lo scorso luglio ha raccolto richieste otto volte superiori all'ammontare offerto. A settembre l'obbligazione *green* è stata inclusa nel Bloomberg Barclays MSCI Green Bond Index.



Negli ultimi anni la coerenza con linee strategiche chiare e condivise ha pagato in termini di risultati economici e finanziari e di creazione di consenso tra gli *stakeholder*, ponendo le basi per una nuova stagione di sviluppo, che coglierà le opportunità derivanti da scenari economici, tecnologici e sociali in continua evoluzione.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Giovanni Valotti

Il Direttore Generale

Luca Valerio Camerano

Lettera agli Azionisti

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



Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Giovanni Valotti
VICE PRESIDENTE
Stefania Bariatti
AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Luca Camerano
CONSIGLIERI
Giambattista Brivio
Giovanni Comboni
Enrico Corali
Luigi De Paoli
Alessandro Fracassi
Maria Chiara Franceschetti
Gaudiana Giusti
Secondina Giulia Ravera
Norberto Rosini

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Giacinto Gaetano Sarubbi
SINDACI EFFETTIVI
Maurizio Leonardo Lombardi
Chiara Segala
SINDACI SUPPLENTI
Sonia Ferrero
Stefano Morri

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.

Lettera agli
Azionisti

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, idroelettrici ed altre rinnovabili
- *Energy Management*

Mercato

- Vendita Energia Elettrica e Gas
- Efficienza energetica
- Mobilità elettrica
- Illuminazione pubblica

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Reti e Calore

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- 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.

Estero

- Fornitura di *know how* e tecnologie per la realizzazione impianti di pre-trattamento rifiuti

A2A Smart City

- Sviluppo e gestione di infrastrutture tecnologiche per servizi digitali integrati

Corporate

- Servizi *corporate*





Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019

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

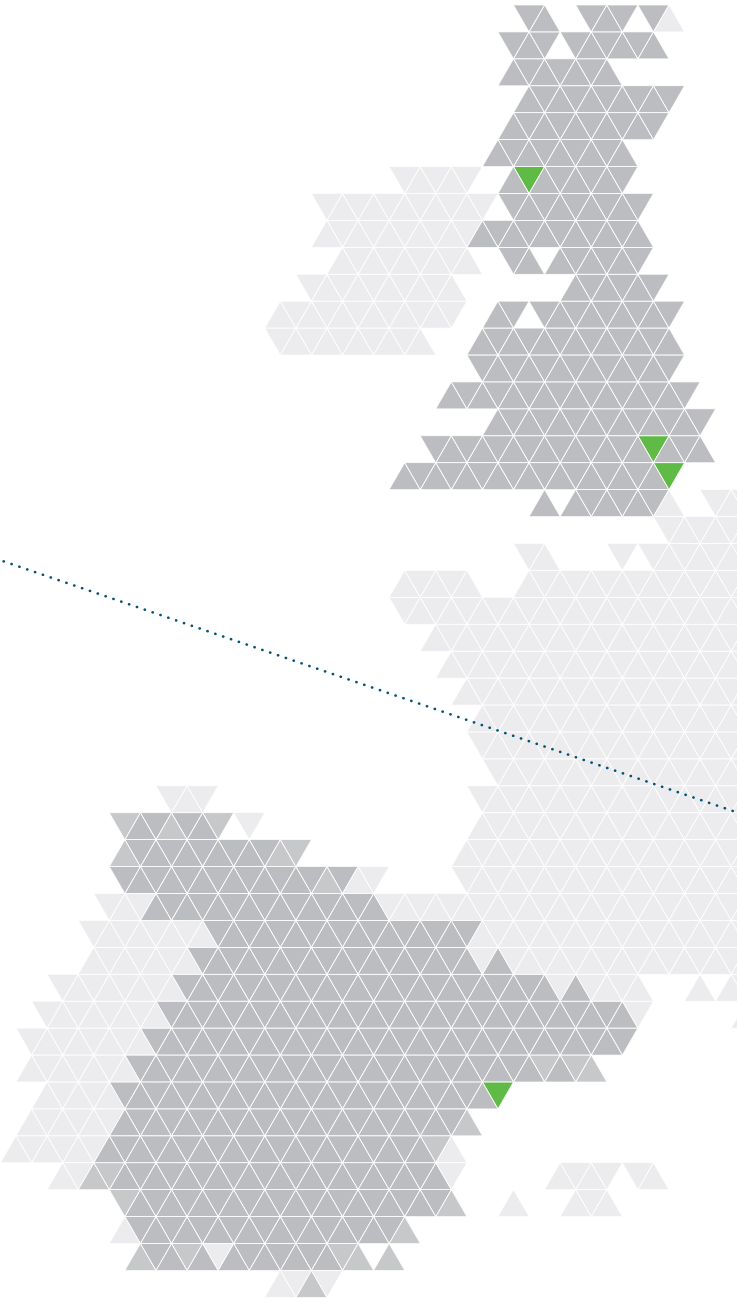
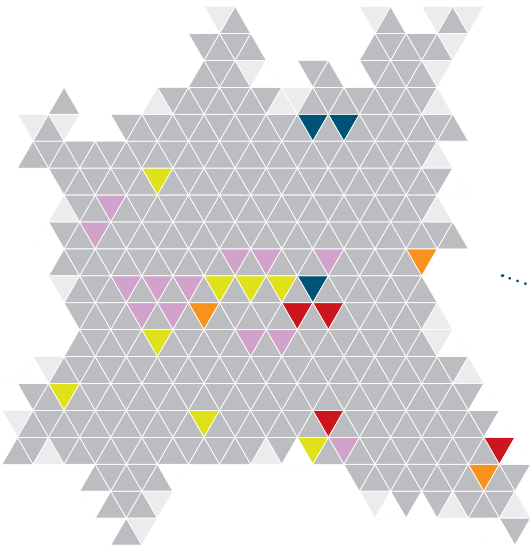
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

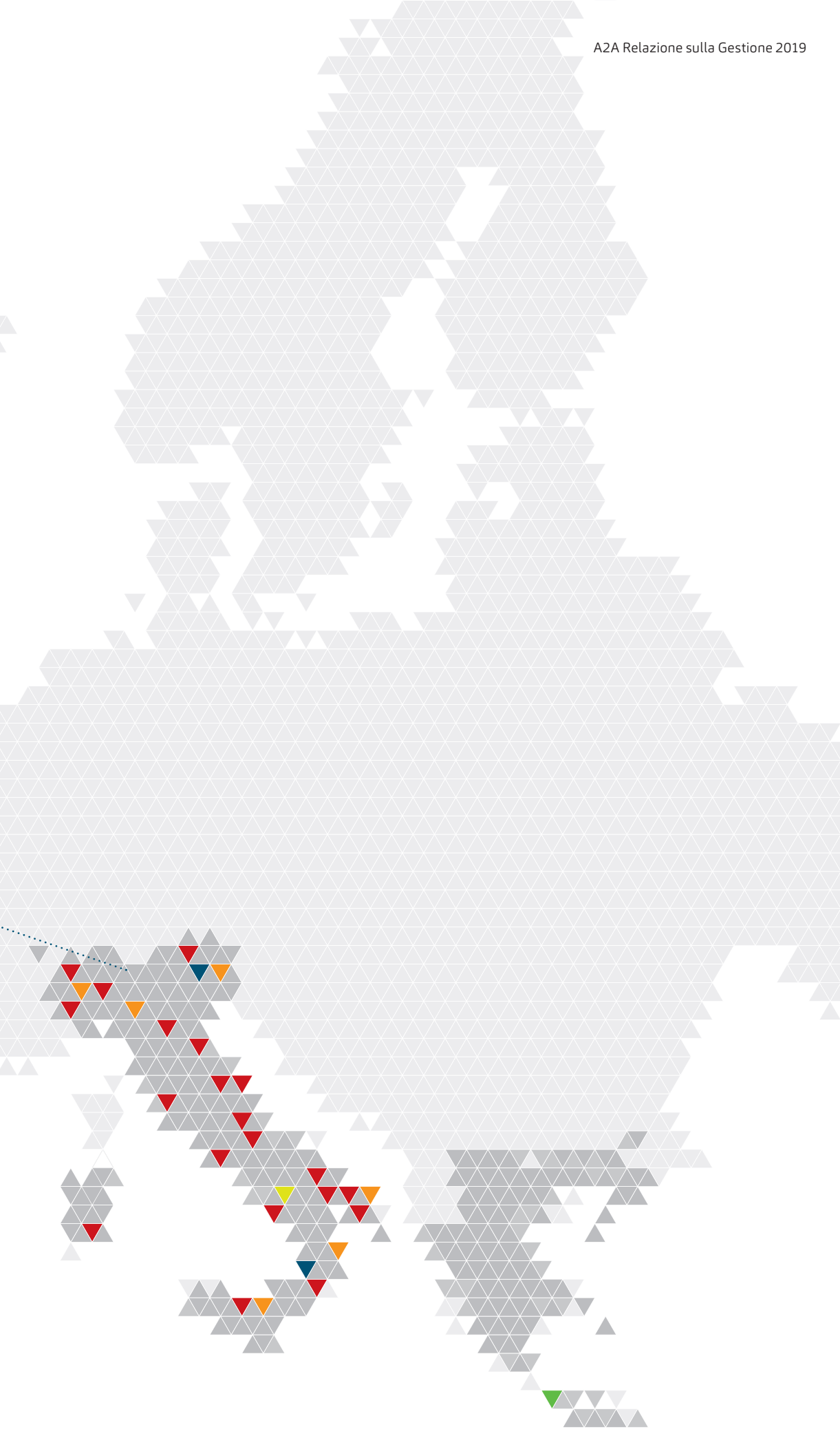
8
Altre
informazioni

Aree geografiche di attività

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

Aggiornata al 31.12.2019





Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*

*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

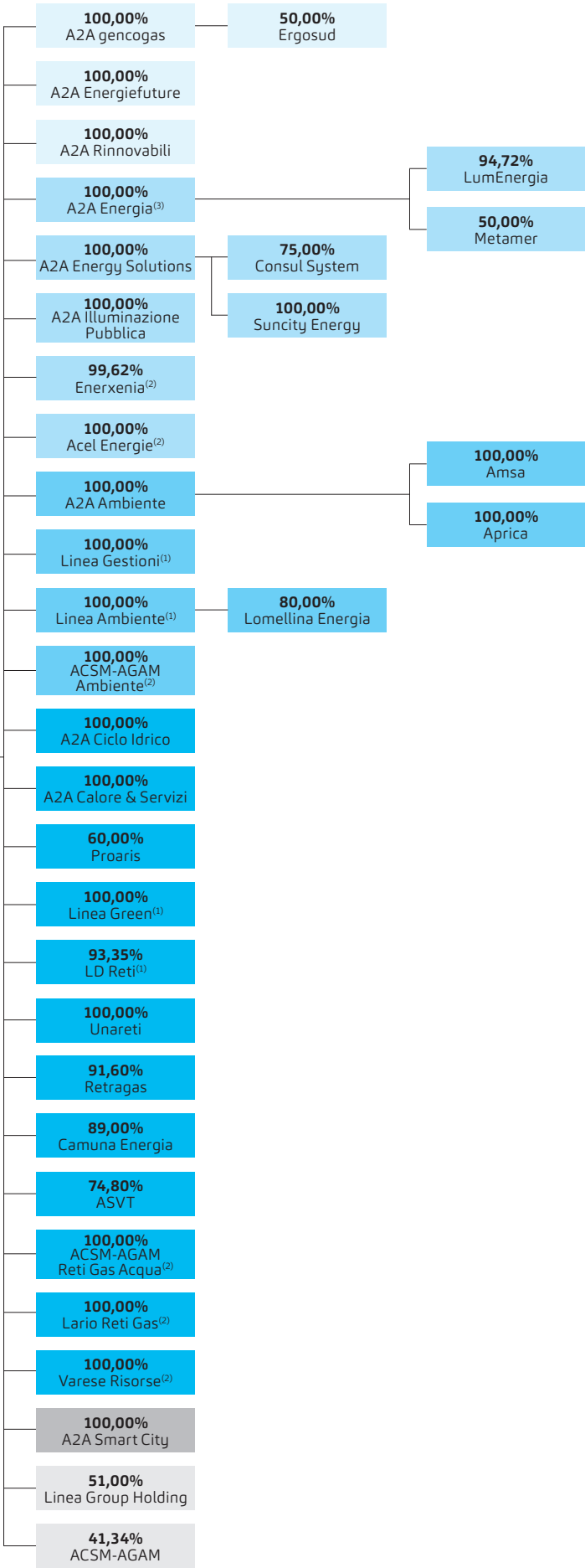
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Struttura del Gruppo

- Generazione e Trading
- Commerciale
- Ambiente
- Reti e Calore
- A2A Smart City
- Altre Società

A2A S.p.A.



(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A. (detenuta al 51%).
(2) Partecipazioni detenute tramite ACSM-AGAM S.p.A. (detenuta al 41,34%).
(3) Il 12,80% detenuto 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 Bilancio consolidato per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2019 (**)



7.324

milioni di euro

RICAVI



1.234

milioni di euro

MARGINE OPERATIVO
LORDO



389

milioni di euro

RISULTATO
D'ESERCIZIO



0,0775

euro per azione

DIVIDENDO

Dati economici <i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018
Ricavi	7.324	6.494
Costi operativi	(5.390)	(4.598)
Costi per il personale	(700)	(665)
Margine operativo lordo	1.234	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(547)	(643)
Risultato operativo netto	687	588
Risultato da transazioni non ricorrenti	4	14
Gestione finanziaria	(110)	(112)
Risultato al lordo delle imposte	581	490
Oneri per imposte sui redditi	(189)	(157)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	1	21
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(10)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	389	344
Margine operativo lordo/Ricavi	16,8%	19,0%

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2019
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

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

Dati patrimoniali	31 12 2019	31 12 2018
<i>milioni di euro</i>		
Capitale investito netto	6.805	6.545
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.651	3.523
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.154)	(3.022)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,86	0,86
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA	2,6	2,5

Dati finanziari	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018
<i>milioni di euro</i>		
Flussi finanziari netti da attività operativa	932	1.023
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(683)	(510)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	249	513

Indicatori significativi	31 12 2019	31 12 2018
Media Euribor a sei mesi	(0,302%)	(0,266%)
Prezzo medio del Brent (USD/bbl)	64,1	71,6
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	52,3	61,3
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	58,4	68,0
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	54,4	78,0
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	16,0	24,2
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	24,9	15,9

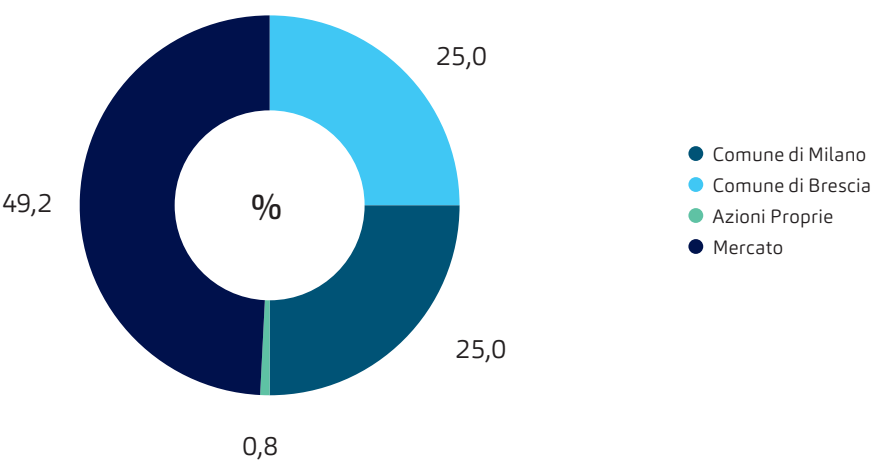
(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano

(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo	31 12 2019	31 12 2018
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	13.353	12.948
Produzione idroelettrica (GWh)	4.619	4.539
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	11.474	11.622
EE venduta in Borsa (GWh)	14.409	12.422
Mercato		
EE venduta a clienti retail (GWh)	13.656	10.826
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.174	1.135
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	2.454	1.925
PDR Gas (#/1000)	1.488	1.511
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.708	1.671
Residenti serviti (#/1000)	3.634	3.530
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.340	3.547
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.780	1.807
Reti e Calore		
EE distribuita (GWh)	11.735	11.913
Gas distribuito (Mmc)	2.963	2.745
Acqua distribuita (Mmc)	78	72
RAB Energia Elettrica (M€)	641	646
RAB Gas (M€)	1.426	1.395
Vendita calore (GWht)	2.783	2.768
Produzione cogenerazione (GWh)	316	317

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2019
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

Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 31/12/2019).

Dati societari di A2A S.p.A.	31 12 2019	31 12 2018
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 30 dicembre 2019 (milioni di euro)	5.238
Capitale sociale al 30 dicembre 2019 (azioni)	3.132.905.277
2019	
Capitalizzazione media (milioni di euro)	5.011
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.593.175
Prezzo medio (euro per azione)	1,60
Prezzo massimo (euro per azione)	1,81
Prezzo minimo (euro per azione)	1,43

Fonte: Bloomberg

Il titolo A2A è scambiato anche sulle seguenti piattaforme: Aquis, BATS, BlockMatch, Chi-X, Equiduct, ITG Posit, Liquidnet, Sigma-X, Tradegate, Tradeweb, Turquoise, UBS MTF.

Il 22 maggio 2019 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,070 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe 600
STOXX Europe Utilities
EURO STOXX
EURO STOXX Utilities
MSCI Europe Small Cap
WisdomTree International Equity
S&P Global Mid Small Cap

Indici etici

FTSE4Good
ECPI Indices
ECPI Low Carbon Italy Equity
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Index: Eurozone 120
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

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

Nel 2019 A2A ha ottenuto un *rating* di A sul questionario MSCI ESG e di B- sui questionari CDP *Climate Change* e CDP *Water*.

Lettera agli Azionisti

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2019

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

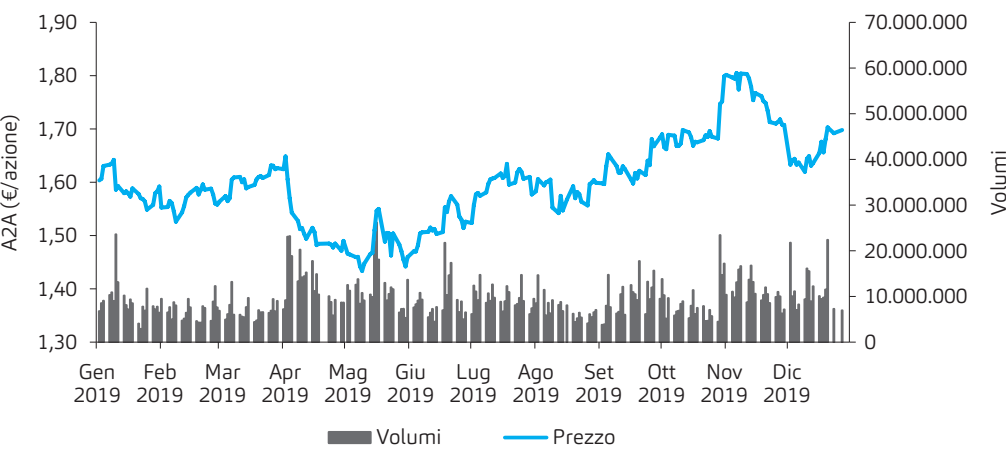
5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

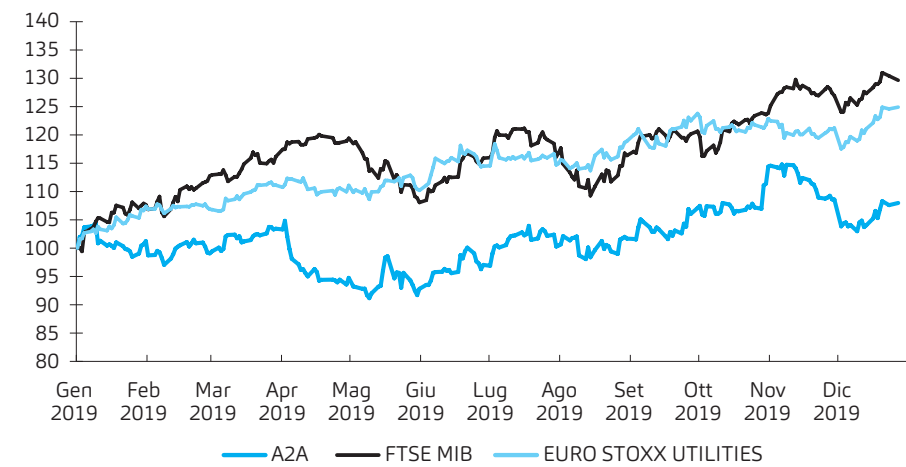
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 28 dicembre 2018 = 100)

Volatilità storica del 2019
A2A: 18,5%
FTSE MIB: 15,3%



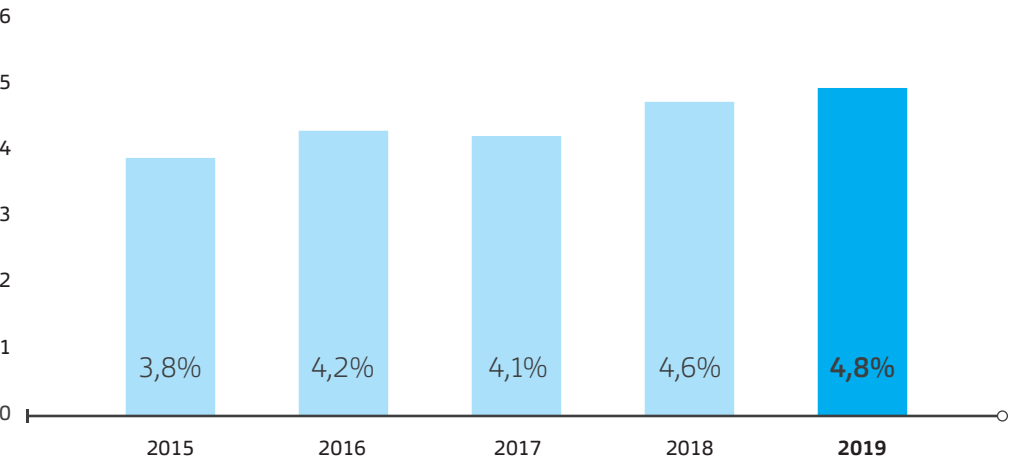
Fonte: Bloomberg

Rating

		Attuale
Standard & Poor's	Rating medio/lungo termine	BBB
	Rating breve termine	A-2
	Outlook	Stabile
Moody's	Rating medio/lungo termine	Baa2
	Outlook	Stabile

Fonti: agenzie di rating

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



Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units
*Aree geografiche
di attività*
*Struttura
del Gruppo*
*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*
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

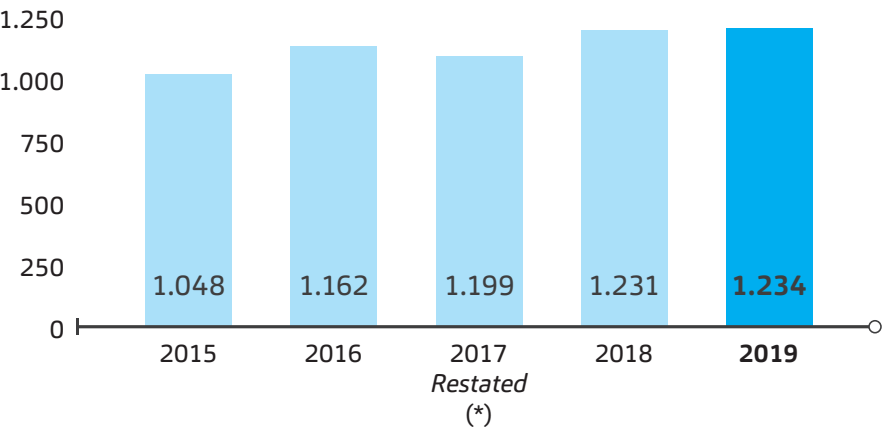
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

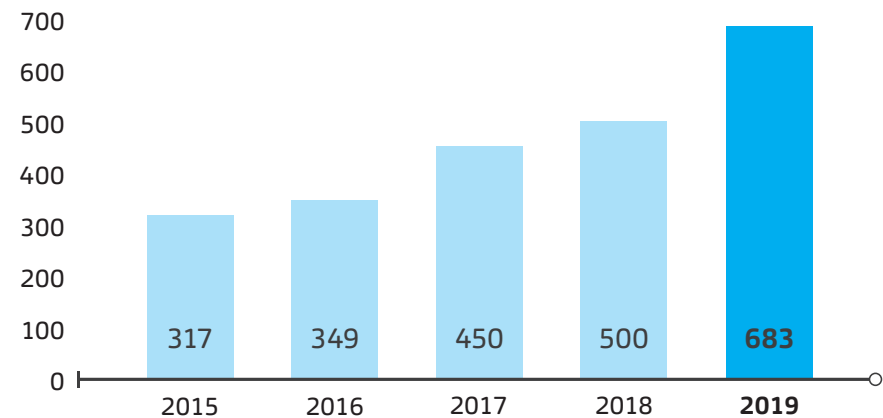
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



Investimenti Netti

milioni di euro



(*) I valori al 31 dicembre 2017 recepiscono gli effetti economici derivanti dalla riclassificazione ai fini dell'IFRS 5 delle poste economiche del Gruppo EPCG.

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019
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

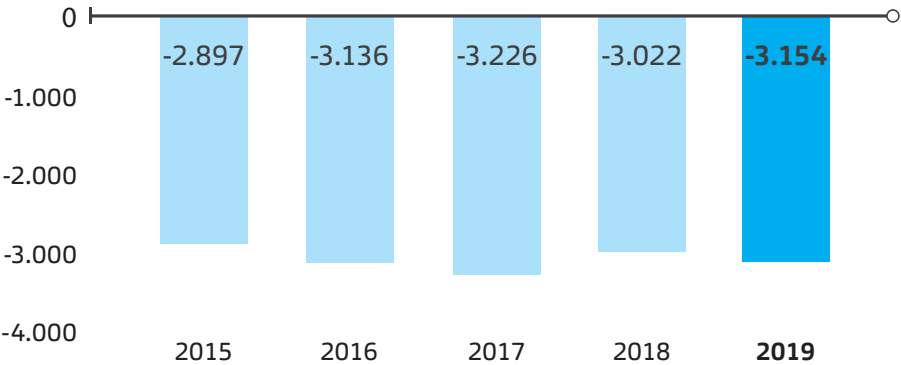
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

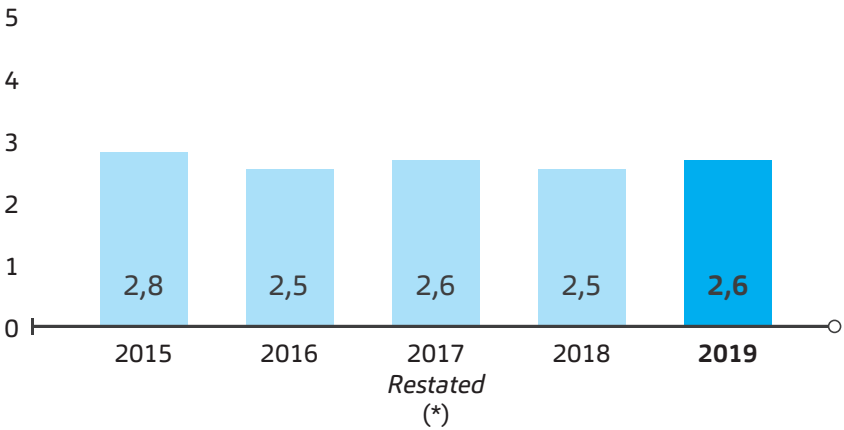
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

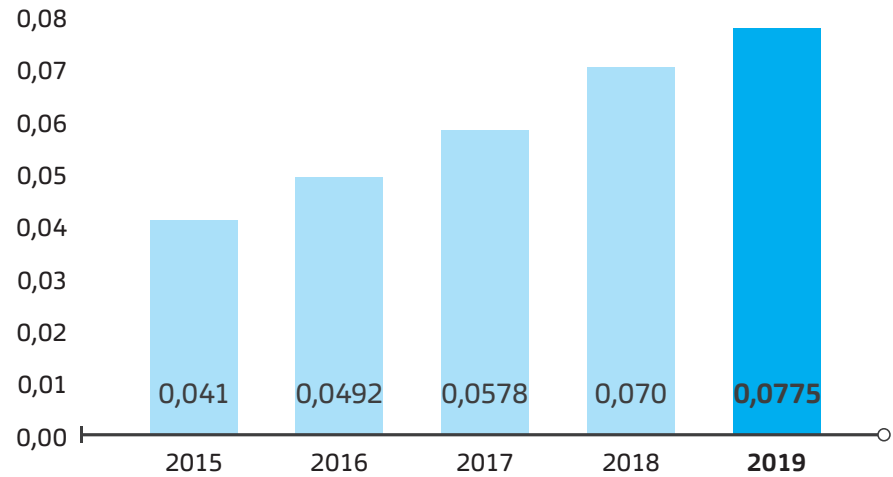
Posizione Finanziaria Netta
milioni di euro



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.

Tali indicatori sono esposti nella sezione "Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A". Per il Conto economico e per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2018.

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

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

Risultato da transazioni non ricorrenti

Il **Risultato da transazioni non ricorrenti** è un indicatore alternativo di *performance* finalizzato ad evidenziare le plus/minusvalenze derivanti dalla valutazione al *fair value* 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.

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.

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units
*Aree geografiche
di attività*
*Struttura
del Gruppo*
*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*
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/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.



2

Scenario
e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo

Secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale lo sviluppo dell'economia globale si è attestato ad un +2,9% registrando, nel 2019, il *trend* di crescita economica più basso dalla crisi finanziaria fino ad oggi.

Per quanto riguarda le economie avanzate il PIL americano è atteso attestarsi al +2,3% nel 2019, in contrazione rispetto al +2,9% registrato nel 2018 a causa della flessione dell'export e della domanda interna. Circa gli altri paesi si segnala che l'economia cinese ha rallentato nel 2019 come mai prima negli ultimi 30 anni ed è cresciuta del +6,1%, penalizzata dalla guerra commerciale con gli Stati Uniti e ancora di più da una serie di problemi interni, come il calo degli investimenti, del credito e dei consumi. La crescita è diminuita significativamente in India, con un PIL atteso al +4,8% per il 2019, ed è rimasta modesta sia in Russia che in Brasile (fonte: Fondo Monetario Internazionale).

Il PIL dell'Area Euro per l'anno 2019, secondo la stima preliminare contenuta nell'*Eurozone Economic Outlook* di Ifo Institute e dell'Istat, segnerà un +1,2% rispetto al +1,9% registrato nel 2018 a causa della debolezza del settore industriale dove l'attività si è contratta nei mesi estivi, con un calo marcato soprattutto in Germania. Il PIL tedesco nel 2019 è cresciuto dello 0,6%, registrando l'incremento più basso degli ultimi 6 anni ed un differenziale notevole rispetto al 2018 e al 2017, quando segnò una crescita rispettivamente del +1,5% e del +2,5%.

La stima dell'andamento del PIL italiano per l'intero anno 2019 formulata dall'Istat si assesta in media al +0,2%, dopo il +0,8% del 2018. Per il quarto trimestre dell'anno la previsione è di una discesa dello 0,3% rispetto al trimestre precedente, evidenziando un calo marcato nell'industria e in agricoltura a fronte di un sostanziale ristagno del terziario.

Relativamente all'indice dei prezzi al consumo nell'Area Euro, l'*Eurostat* ha comunicato che l'inflazione si è attestata al +1,3% nel mese di dicembre, in aumento rispetto al +1,0% registrato a novembre grazie all'incremento dei prezzi dei beni energetici. Nella media dell'anno l'inflazione acquisita è pari ad un +1,2%.

Secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di dicembre 2019, l'indice nazionale dei prezzi al consumo in Italia (NIC) si è attestato al +0,5%, in aumento rispetto al +0,2% di novembre grazie all'accelerazione dei prezzi dei carburanti che hanno registrato un'inversione di tendenza rispetto agli ultimi mesi. Nella media dell'anno i prezzi al consumo registrano una crescita dello 0,6%, ovvero la metà rispetto all'1,2% registrato nel 2018, a conferma della debolezza mostrata dall'indice nel corso del 2019.

Nella riunione del 12 marzo 2020, il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea (BCE) ha mantenuto inalterati i tassi di interesse di riferimento sulle operazioni di rifinanziamento principali, sulle operazioni di rifinanziamento marginale e sui depositi presso la banca centrale (rispettivamente allo 0,00%, allo 0,25% e al -0,50%). Inoltre la BCE, con l'obiettivo di sostenere e supportare le imprese in crisi, ha varato una serie di misure speciali, per far fronte all'emergenza Coronavirus, che prevedono un *Quantitative Easing* aggiuntivo da 120 miliardi, nuove aste per immettere liquidità nel sistema bancario e condizioni più favorevoli per i prestiti TLTRO (*Targeted Longer Term Refinancing Operations*), per sostenere il credito al sistema economico in crisi.

Nella riunione del 15 marzo 2020, la *Federal Reserve* (FED) ha tagliato a sorpresa i tassi di interesse portandoli nella fascia 0% - 0,25%; ciò significa una sforbiciata di un punto percentuale rispetto al livello fissato soltanto lo scorso 3 marzo, che porta il costo del denaro ai minimi storici visti solo durante la recessione seguita al crac di Lehman Brothers nel 2008.

Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,12 dollari nel 2019, in contrazione del 5,2% rispetto all'anno precedente, proseguendo il *trend* di deprezzamento della moneta unica già iniziato nella seconda parte del 2018, per effetto delle incertezze attinenti l'Eurozona, quali il rallentamento della crescita economica nonché le tensioni politiche.

Le prospettive

L'anno 2020 era iniziato con l'economia globale in stabilizzazione, con la fiducia in una ripresa grazie soprattutto alla distensione commerciale tra Cina e Stati Uniti ed una maggiore chiarezza sul percorso della *Brexit*. L'emergenza legata alla diffusione del virus Covid-19, partita dalla Cina e rapidamente diffusasi al globo intero, ha comportato enormi ricadute sul quadro economico e finanziario mondiale con effetti che al momento risultano ancora difficili da stimare date le incertezze che permangono circa l'estensione e la durata del fenomeno.

L'OCSE è intervenuta sulle stime di espansione per il 2020 con un taglio di mezzo punto percentuale. La crescita del PIL globale dovrebbe dunque attestarsi ad un +2,4% nell'anno in corso, rispetto al già debole +2,9% del 2019. L'OCSE stima che tale previsione potrebbe precipitare all'1,5% a fronte di un ulteriore indebolimento delle prospettive di crescita legato ad uno sviluppo del virus di maggior durata ed intensità, con una larga diffusione nelle regioni dell'Asia-Pacifico, dell'Europa e del Nord America. Per l'anno 2021, a condizione che gli effetti dell'epidemia non diventino più duraturi e più intensi anche grazie ad azioni strategiche ben mirate da parte dei governi, l'OCSE si attende una ripresa e prevede una crescita del PIL mondiale del +3,3%, superiore a quella del +3% prevista nel novembre scorso.

Per la Cina la previsione è di una crescita sotto il 5%, al +4,9% contro il +5,7% indicato a novembre, mentre per il 2021 si prospetta un rimbalzo a +6,4% con un incremento di 0,9 punti rispetto alle stime dello scorso autunno. Anche gli Stati Uniti non sfuggono al ritocco delle previsioni, con un +1,9% (da +2%) quest'anno, seguito da +2,1% (+0,1 punti) il prossimo. Il PIL giapponese è stato tagliato a +0,2% (da +0,6%) per il 2020, mentre resta a +0,7% per il 2021. L'India che già versa in una situazione di rallentamento a causa dello stress nel settore finanziario non bancario e della debole crescita del reddito rurale è prevista crescere del +5,1% nel 2020 e del +5,6% nel 2021.

Per l'Europa si prospetta una sostanziale stagnazione, con una caduta significativa per le economie più fragili, come l'Italia. I meccanismi che alimentano la crisi sono innanzitutto l'interruzione di parte della produzione ed il blocco dei consumi nei periodi di diffusione più acuta dell'epidemia. L'Eurozona dovrà accontentarsi di un aumento del PIL dello 0,8% quest'anno (contro il +1,1% previsto a novembre) e dell'1,2% il prossimo (stima invariata). Per la Germania, la previsione è di una crescita del +0,3% nel 2020, contro il +0,6% del 2019 e a fronte di un +0,4% previsto a novembre, mentre per il 2021 si stima un rimbalzo a +0,9%, invariato rispetto a tre mesi fa. In ribasso anche le stime di crescita del Regno Unito, che nel 2020 e nel 2021 dovrebbe crescere dello 0,8% (+1,4% nel 2019) rispetto al +1,0% stimato a novembre.

Per l'Italia l'indicazione dell'OCSE è di una crescita zero quest'anno (da +0,4%) mentre per il 2021 viene confermato +0,5%.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo le previsioni di dicembre formulate dagli esperti della BCE, dovrebbe restare contenuta nell'arco del triennio 2020-22 in coerenza con la crescita moderata dell'attività economica. I valori previsti si attestano all'1,1% nel 2020, all'1,4% nel 2021 ed all'1,6% nel 2022.

La dinamica dell'inflazione in Italia dovrebbe rimanere moderata e recuperare gradualmente. I prezzi al consumo dovrebbero aumentare dello 0,7% nella media di quest'anno ma con forti possibilità di ulteriore riduzione legata all'emergenza; le previsioni si attestano ad un 1,1% per il 2021 e ad un 1,3% per il 2022 per effetto soprattutto di una ripresa delle retribuzioni e dei margini di profitto che beneficerebbero della migliore fase ciclica (fonte: Banca d'Italia).

Un altro meccanismo destinato ad aggravare la crisi, il più pericoloso, è quello della finanza. Tra il 19 febbraio e il 12 marzo alla Borsa di *Wall Street* l'indice S&P500 ha perso il 25%, a Londra la caduta dell'indice FTSE100 è stata del 28%, alla Borsa di Milano l'indice FTSE MIB ha perso il 40%. L'instabilità finanziaria è destinata a crescere e non è stata fermata dalle nuove emissioni di liquidità da parte della *Federal Reserve* statunitense, pari a 1.500 miliardi di dollari, e men che meno della Banca Centrale Europea, con appena 120 miliardi di euro per tutto il 2020, senza riduzioni dei tassi d'interesse.

La *Federal Reserve* (FED) ha comunicato che si impegnerà a mantenere questo livello di tassi finché l'economia non avrà superato l'epidemia. Non solo, la FED ha anche lanciato un massiccio programma di *Quantitative Easing* da 700 miliardi di dollari, al fine di sostenere l'economia e proteggerla dall'impatto della pandemia. Anche la Banca Centrale Europea (BCE) sottolinea come i tassi d'interesse rimarranno ai loro livelli attuali o inferiori finché le prospettive di inflazione non convergeranno saldamente a un livello sufficientemente vicino, ma inferiore al 2% nell'orizzonte di proiezione.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dagli esperti della Banca Centrale Europea in dicembre, indicano un tasso di cambio EUR/USD pari a 1,12 nel triennio 2020-22 in linea con le attese di politiche monetarie e finanziarie accomodanti da parte delle rispettive banche centrali.

Lettera agli Azionisti
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 <i>Business Units</i> 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

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2019 è stato pari a 319.597 GWh (fonte: Terna), sostanzialmente in linea (-0,6%) rispetto al 2018; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura, la variazione rimane inalterata.

La produzione netta di energia nell'anno 2019 è stata pari a 283.846 GWh, in aumento dell'1,4% rispetto all'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento sia quella eolica (+14,3%) che quella fotovoltaica (+9,3%); in calo la fonte idroelettrica (-5,9%). In lieve incremento la produzione termoelettrica che evidenzia un +1,3% rispetto all'anno precedente e si attesta a 186.811 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'88,1% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica il valore medio del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nel 2019 ha evidenziato una diminuzione del 14,6%, attestandosi a 52,3 €/MWh, contro 61,3 €/MWh del 2018. Tale andamento, in linea con le dinamiche registrate dalle quotazioni delle principali borse elettriche limitrofe, riflette principalmente la riduzione del costo del gas sceso ad un livello prossimo al minimo storico registrato nel 2016. Quotazioni medie in contrazione anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-14,2% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 58,4 €/MWh). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un calo del 14,9% attestandosi a 49,0 €/MWh. Per l'anno 2020 le curve *forward* indicano prezzi di PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 42,6 €/MWh.

Gas Naturale

Nel 2019 i consumi di gas naturale in Italia riprendono il *trend* di crescita interrotto l'anno precedente attestandosi a 73.764 Mmc ed evidenziando un aumento del 2% (fonte: Snam Rete Gas). La crescita è stata trainata esclusivamente dai consumi del settore termoelettrico (+10,4%), favoriti dalla fase ribassista del costo del gas che, nel terzo trimestre dell'anno, si è attestato sui minimi storici. In lieve contrazione sia i consumi del settore industriale, che arretrano dell'1,9% attestandosi a 14.002 Mmc, che quelli del settore civile che scontano un autunno mite e si portano a 31.649 Mmc (-2,1%).

Dal lato offerta, la crescente domanda nel periodo in esame continua ad essere sostenuta dalle importazioni di gas naturale che hanno rappresentato il 94,0% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio; la produzione nazionale, che ha soddisfatto la parte restante, risulta in flessione dell'11,9% attestandosi al minimo storico di 4.514 Mmc. L'incremento delle importazioni è stato soddisfatto in particolare tramite i rigassificatori (+61%); arretra, invece, l'import tramite gasdotto (-4%).

Per quanto concerne le quotazioni il prezzo medio del gas al TTF per il 2019 è stato pari a 13,5 €/MWh, in diminuzione del 40,6% rispetto al 2018. La quotazione al PSV, che a gennaio risultava pari a 23,7 €/MWh, cede nei primi otto mesi dell'anno oltre 12 €/MWh, posizionandosi ad agosto sui valori più bassi di sempre (11,4 €/MWh); i prezzi risultano in lieve risalita nell'ultimo trimestre dell'anno ma su livelli comunque contenuti. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV nel 2019 è stato pari a 16,0 €/MWh, in diminuzione del 33,6% rispetto al 2018. Per l'anno 2020 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi agli 11,7 €/MWh: in sensibile contrazione rispetto all'anno precedente anche per gli effetti legati all'emergenza per la diffusione del virus Covid-19.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 2,5 €/MWh in aumento rispetto al differenziale del 2018 (pari a +1,3 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare anche per l'anno 2020 uno *spread* strutturale rispetto al TTF: le curve *forward* prevedono un differenziale nell'intorno di 1,5 €/MWh.

Petrolio e carbone

Dopo un periodo di moderata ma costante crescita evidenziata nel corso dei primi mesi dell'anno e culminata nelle quotazioni di aprile e maggio che hanno superato i 70 \$/bbl, il prezzo del greggio ha iniziato a calare raggiungendo il valore di minimo di 59,5 \$/bbl nel mese di agosto. A settembre la quotazione del petrolio ha mostrato un sensibile rialzo attestandosi a 62,2 \$/bbl per effetto delle forti tensioni geopolitiche registrate in Medio Oriente, chiudendo l'anno con quotazioni prossime ai 65,0 \$/bbl. Nella media del 2019 il prezzo si è attestato a 64,1 \$/bbl, evidenziando una contrazione del 10,4% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (71,6 \$/bbl). Il deprezzamento dell'Euro

nei confronti del dollaro ha mitigato la diminuzione delle quotazioni espresse in €/bbl (-5,5%). Le previsioni elaborate dall’*Energy Information Administration* (EIA) prevedono che il prezzo medio del *Brent* sul mercato sarà pari a 65,0 \$/bbl nel 2020 (a fronte di un valore delle attuali curve *forward* prossimo ai 43,1 \$/bbl) per attestarsi a 68,0 \$/bbl nel 2021.

La domanda mondiale di petrolio nell’anno 2019, secondo quanto comunicato dall’*Energy Information Administration* (EIA), si è attestata in media a 100,8 milioni di barili al giorno rispetto ai 99,9 milioni di barili al giorno del 2018. Per l’anno in corso, dopo che l’epidemia di Coronavirus si è diffusa oltre i confini cinesi, la domanda di petrolio è prevista in diminuzione per la prima volta dal 2009, con una contrazione attesa di circa 1,1 milioni di barili al giorno (nel corso del primo trimestre 2020 la domanda della Cina è diminuita di 1,8 milioni di barili al giorno, mentre quella globale ha evidenziato una riduzione di 2,5 milioni di barili al giorno); la domanda dovrebbe tornare alla normalità nel corso del secondo semestre dell’anno compatibilmente con la durata e l’estensione della crisi legata all’emergenza virus. L’OPEC, nel *Monthly Oil Market Report* di marzo, ha invece previsto un aumento della domanda globale di petrolio nel 2020 di 0,06 milioni di barili al giorno.

Il carbone nel corso del 2019 ha evidenziato un *trend* decrescente, registrando il livello di minimo nel mese di giugno, con una quotazione prossima ai 48,0 \$/tonn; è risalito nel mese di settembre a 60,1 \$/tonn per poi ripiegare nell’ultimo trimestre dell’anno ad un valore medio pari a 55,2 \$/tonn. Nella media del 2019 il prezzo si è attestato a 60,2 \$/tonn, evidenziando una contrazione del 34,4% rispetto a quanto consuntivato nello stesso periodo dell’anno precedente (91,7 \$/tonn). Il deprezzamento della moneta unica nei confronti del dollaro ha attenuato la diminuzione delle quotazioni espresse in euro (-31%) rispetto al 2018. Per l’anno corrente le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 50,0 \$/tonn.

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato <i>Quadro macroeconomico</i>
Andamento del mercato energetico
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> 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





3

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

Green Deal UE

Il *Green Deal* (GD) è una Comunicazione con le priorità della Commissione Von der Leyen, incentrate sulla rifondazione dell'impegno europeo per lo sviluppo sostenibile e la lotta ai cambiamenti climatici con l'obiettivo di rafforzare la *leadership* UE in qualità di principale mercato globale con la capacità di influenzare le politiche internazionali in condivisione con le comunità locali.

Il GD prevede che tutte le politiche UE siano coerenti con gli obiettivi ambientali e costituisce una parte integrante della strategia ONU per l'Agenda al 2030 con riferimento ai *sustainable development goals*, prevedendo un lavoro di affiancamento agli Stati membri nel quadro della nuova *governance*, con specifici focus sui settori energia, trasporti ed economia circolare.

Tra le misure che indirizzeranno le politiche in ottica trasversale, previa analisi dei *trade-off* socio-economici e ambientali, è prevista la promozione di: regolazione e standardizzazione, investimenti per l'innovazione, riforme nazionali (politica industriale e fiscale), dialogo sociale e con *partner* internazionali.

Target e strumenti

La Commissione lancerà entro marzo 2020 un Patto per il Clima con la prima "*Climate Law*" che perseguirà l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050: per quella data l'obiettivo è azzerare le emissioni nette di CO₂ ed arrivare al *decoupling* tra PIL e CO₂.

Poiché con le politiche attuali le emissioni di CO₂ al 2050 verrebbero ridotte solo del 60%, è necessario rinforzare l'impegno: a tal fine nell'estate 2020 la Commissione presenterà un piano per accelerare il percorso di taglio delle emissioni con un obiettivo del 50%-55% al 2030 rispetto al 1990. Nel settore dei trasporti il target è del -90% di emissioni al 2050.

Entro l'estate 2021 verranno riviste le principali politiche legate ai temi energetico-climatici, incluso l'*Emission Trading System* (ETS), con l'obiettivo di assicurare un effettivo *carbon pricing* per l'economia ed aumentare l'impegno di tutti i settori produttivi e non (ad esempio il residenziale), nonché promuovendo la creazione di un *carbon market* a livello globale. Al tempo stesso è riconosciuta la necessità di preservare la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività del tessuto industriale europeo.

Tra gli impegni della Commissione c'è la revisione di alcune misure legislative al fine di assicurare un'aderenza con gli obiettivi del GD, tra cui la *Energy Taxation Directive*, gli *State Aid Guidelines* (nel 2021), la revisione della strategia per la finanza sostenibile (3Q 2020), il rafforzamento degli impegni su rinnovabili ed efficienza energetica, la *renovation* di edifici, trasporti (SPL, elettrico e biocarburanti) ed economia circolare (in coerenza con la gerarchia dei rifiuti e lo sviluppo di mercati per le materie recuperate).

Finanziamenti e opportunità

Uno dei pilastri costituenti il GD è il *Sustainable Europe Investment Plan*. Realizzare gli obiettivi di sostenibilità che la UE si è posta richiederà un ingente sforzo in termini finanziari, in tutti i settori dell'economia. In particolare, i nuovi impegni sul clima ed energia da raggiungere entro il 2030 richiederanno investimenti aggiuntivi nell'ordine dei 260 miliardi di euro l'anno entro tale data. Pertanto, l'Unione Europea destinerà il 25% del proprio *budget* a sostegno dell'ambiente e del clima.

Complessivamente, saranno mobilitati circa 1.000 miliardi di euro nei prossimi 10 anni. A garanzia che nessun Paese sia lasciato indietro, una parte del *Sustainable Europe Investment Plan* è rappresentata dal *Just Transition Mechanism*, che mobilerà circa 100 miliardi di euro in 7 anni (143 miliardi in 10 anni) per una transizione "giusta", nel rispetto delle diverse condizioni di partenza e prestando attenzione alle regioni più impattate.

Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

A inizio gennaio 2020 il MiSE ha trasmesso alla Commissione Europea il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) recante le politiche e le misure nazionali finalizzate al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 in relazione a decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività. Il PNIEC, obbligatorio ai sensi della Direttiva RED (Direttiva 2009/28/CE) e valido per il periodo 2021-2030 prevede, tra l'altro, che il 30% del consumo finale lordo di energia sia coperto da fonti rinnovabili, la riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e la riduzione dei gas serra per i settori non ETS del 34,6%.

L'8 gennaio 2020 è stato, inoltre, pubblicato il Decreto di parere motivato di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) emanato dal MATTM di concerto con il MIBACT che rappresenta uno dei passaggi

della consultazione istituzionale sul PNIEC che condurranno alla definitiva approvazione del Piano, previo via libera dell'Esecutivo UE.

Il PNIEC guiderà le politiche italiane nel settore dell'energia e clima al raggiungimento dei *target* europei al 2030 in ottica *road map* 2050.

Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)

Con Delibera 242/2019/A ARERA ha approvato il “*Quadro strategico 2019-2021*” dove sono individuati gli Obiettivi e le Linee di Intervento nei diversi settori regolati con le relative tempistiche di implementazione. Gli elementi principali su cui si concentrerà l'azione del Regolatore, individuati anche a valle di un ciclo di audizioni con gli *stakeholder*, sono:

- **la “rinnovata” necessità di investimenti:** sviluppo sostenibile ed economia circolare richiedono nuovi investimenti sia nei segmenti regolati (es. approvvigionamenti idrici e depurazione, reti DSO-TSO per la gestione delle rinnovabili non programmabili) sia in quelli contendibili (oltre alla generazione anche le attività di trattamento/smaltimento dei rifiuti). La regolazione dovrà incentivare l'innovazione tecnologica, anche attraverso sperimentazioni (progetti pilota di Terna) ed apposite *sandboxes* regolatorie sul modello anglosassone;
- **garantire segnali di lungo periodo e certezza delle regole:** in un contesto di profondo mutamento è difficile individuare scenari su cui effettuare analisi costi/benefici, mentre le scelte di investimento (tipicamente *capital intensive*) richiedono un quadro stabile. La regolazione dovrà essere flessibile per cogliere le opportunità tecnologiche (digitalizzazione, sviluppo *storage*, *sector coupling*, ecc.) ma evitare situazioni di *lock* in tecnologico e *stranded cost*;
- **la concorrenza e i consumatori:** nei settori energetici l'obiettivo è accompagnare il processo di liberalizzazione dei mercati *retail* rendendo i consumatori sempre più consapevoli ed assicurando loro adeguati strumenti di tutela. I *driver* principali saranno l'evoluzione dello *smart metering* e del Sistema Informativo Integrato per favorire il trasferimento delle informazioni e dei segnali di prezzo ai consumatori e la definizione di una tutela rafforzata per i consumatori più vulnerabili. Dovrà essere, inoltre, intercettato il crescente ruolo del consumatore che partecipa al mercato dell'energia. ARERA offre il proprio sostegno tecnico per un eventuale “trasferimento parziale” degli oneri di sistema sulla fiscalità generale. Nei settori ambientali dovranno essere definiti adeguati standard di qualità del servizio ed efficienza delle gestioni;
- **lo sviluppo delle infrastrutture:** obiettivo di ARERA è allineare gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori, attraverso strumenti di tipo *output based* (superando il differente trattamento di OPEX vs CAPEX nella direzione di sistemi TOTEX). Viene posta enfasi sull'importanza della digitalizzazione per efficientare i processi e gestire attivamente le reti. Infine la regolazione dovrà integrare nel sistema le nuove configurazioni di produzione e consumo (anche con riferimento alle *energy community* introdotte dal *Clean Energy Package*) e le ricariche dei veicoli elettrici;
- **waste:** definizione di una regolazione “asimmetrica” coerente con la *governance* multilivello e le caratteristiche tecnico-gestionali dei diversi contesti, che superi la TARI-tributo a favore della tariffa e promuova la capacità del sistema locale di gestire integralmente i rifiuti e l'adeguatezza impiantistica in maniera coerente con gli obiettivi dell'economia circolare. A partire dal 2020 verrà introdotta la regolazione tariffaria dei servizi di raccolta e trasporto, sulla base dei costi efficienti e dei parametri di qualità individuati, mentre la regolazione tariffaria per gli impianti di trattamento è prevista dal 2021;
- **Servizio Idrico Integrato:** dopo gli importanti risultati raggiunti in termini di stabilità delle regole e, quindi, di promozione degli investimenti, ARERA individua gli interventi necessari per migliorare le condizioni di accesso alla risorsa, completare la regolazione lato utente (tariffa pro capite, fascia agevolata, morosità, ecc.), superare le carenze infrastrutturali (*regional water divide*), migliorare i meccanismi di premi/penalità sulla base delle *performance* tecniche dei gestori, favorire lo sviluppo tecnologico e la digitalizzazione, con particolare riferimento alla misura. È previsto un intervento per incentivare il recupero dei fanghi di depurazione;
- **mercati energetici:** lo spostamento del valore dalla *commodity* alla disponibilità in particolari momenti e con determinate caratteristiche di flessibilità rende necessaria l'operatività del mercato della capacità e la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) con l'apertura a tutte le risorse (anche sulla base dei progetti pilota di Terna). È in corso di predisposizione il nuovo Testo

Lettera agli Azionisti

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
Mercato

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

Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) e la revisione della disciplina degli sbilanciamenti, nonché l'avvio immediato del mercato infra-giornaliero in negoziazione continua alle frontiere italiane. Anche nel gas viene ravvisata la difficoltà del sistema attuale di produrre segnali di lungo periodo per gli investimenti e tale situazione potrà richiedere strumenti regolatori specifici. Soprattutto nei nuovi segmenti di mercato della flessibilità particolare focus sarà riservato al monitoraggio dei mercati (REMIT) anche con un'attività di affiancamento da parte di ARERA per garantire la *compliance* degli operatori;

- **reti di teleriscaldamento:** considerate *driver* per la decarbonizzazione. La regolazione deve tutelare il consumatore fornendo informazioni chiare e semplici per una partecipazione consapevole al mercato dei servizi di climatizzazione; in quest'ottica è prevista un'attenzione anche ai temi della misura e del *demand side management*. Lo sviluppo delle reti va valutato in maniera sinergica con le gare per la distribuzione gas al fine di favorire gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infine, la regolazione dovrà assicurare condizioni tecnico economiche per l'integrazione di nuovi impianti alle reti, previa valutazione dei costi e dei benefici per il sistema.

Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva vigente fino al 2021 (la Delibera 437/2019/R/eel ha, infatti, esteso il meccanismo al biennio 2020 e 2021) è il c.d. *capacity payment* definito nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio amministrato volto a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei giorni critici individuati da Terna con riferimento ai quali la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Questo meccanismo è operativo dal 2004 per effetto della Delibera 48/04 la quale prevede che l'Autorità determini *ex ante* uno specifico gettito (pari a circa 180-200 milioni di euro/anno) raccolto tramite le bollette di energia elettrica e corrisposto tramite l'applicazione di due corrispettivi (CAP1 e S) agli impianti di generazione abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento e che risultano disponibili nei giorni critici.

Con le Delibere 30/2019/R/eel e 206/2019/R/eel sono state liquidate le partite relative al *capacity payment* di competenza del 2018 (CAP1 e S) per un importo totale per il Gruppo A2A di circa 28,2 milioni di euro (con una sopravvenienza attiva di circa 8,2 milioni di euro).

La Delibera 233/2019/R/eel ha disposto la liquidazione del corrispettivo CAP1 relativo al 2019 entro il 30 settembre 2019 (il Gruppo A2A ha incassato circa 18 milioni di euro) mentre la Delibera 289/2019/R/eel ha stabilito di riconoscere il corrispettivo S entro il 30 aprile 2020.

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 aveva, inoltre, previsto che a regime la remunerazione della disponibilità si sarebbe dovuta basare su un meccanismo di mercato (*capacity market*), in seguito disegnato dalla Delibera ARG/elt 98/11. Tale meccanismo consiste, tecnicamente, in un contratto per le differenze ad una via ovvero un'asta in cui gli operatori assegnatari acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo di offrire tutta la capacità impegnata su MGP e la capacità non accettata in esito ai mercati dell'energia (MGP e MI) su MSD, restituendo alla controparte Terna la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo *strike* (in €/MWh).

Dopo lunghe interlocuzioni informali con le istituzioni europee e numerose consultazioni in ambito italiano, il MiSE con DM 28 giugno 2019 ha approvato la disciplina di Terna (dopo parere positivo di ARERA rilasciato con Delibera 281/2019/R/eel) prevedendo:

1. lo svolgimento di procedure concorsuali nel 2019 per le consegne 2022 e 2023;
2. la partecipazione alle aste di capacità esistente, nuova, in rifacimento, ripotenziamento o adeguamento. La capacità nuova che non ha ottenuto titolo autorizzativo ma per la quale è stata avviata la relativa procedura alla data di qualifica, può essere selezionata in una sessione aggiuntiva dell'asta che si attiva solo se non viene soddisfatto il fabbisogno di capacità al di sotto del quale il sistema risulta inadeguato (quindi la quantità che garantisce massimo 6 h/anno di distacco per ogni zona del mercato (cfr punto 5));
3. l'esclusione dalla partecipazione della capacità esistente che superi contemporaneamente entrambi i seguenti limiti emissivi (i.e. carbone e olio): emissioni superiori a 550 gr CO₂/kWh (certificazione in fase di qualifica), emissioni superiori a 350 kg CO₂/kW/media anno (verifica ex-post). La capacità nuova è esclusa al superamento del solo limite emissivo di 550 gr CO₂/kWh;
4. la non cumulabilità del corrispettivo con alcune incentivazioni erogate dal GSE durante il periodo di consegna (tariffe, Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto);
5. il valore obiettivo dell'indicatore LOLE (*loss of load expectation*) che esprime il livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano pari a 3 h/anno. Il DM stabilisce anche un ulteriore livello di adeguatezza del sistema, inferiore a quello obiettivo, pari a 6 h/anno, utilizzato per la definizione del fabbisogno di capacità e al di sotto del quale il sistema risulta inadeguato.

Con la Delibera 363/2019/R/eel ARERA ha successivamente fissato:

- i cap al premio: 75.000 €/MW/anno per la capacità nuova, 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (coincidente con quello previsto per la capacità estera);
- il valore minimo di investimento per la capacità nuova che può richiedere contratti di 15 anni pari a 209.000 €/MW;

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

- i criteri per la determinazione del prezzo *strike* attraverso l'utilizzo di un'indicizzazione dell'elemento a copertura del prezzo del gas mensile invece che trimestrale, al fine di riflettere maggiormente l'andamento del mercato, oltre alla previsione di un meccanismo di mitigazione del rischio prezzo in caso di emergenza gas.

Con la Delibera 364/2019/R/eel ARERA ha espresso parere di conformità alle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, poste in consultazione da Terna e che costituiscono parte integrante della disciplina del *capacity market*.

Infine, la Delibera 365/2019/R/eel ha stabilito le modalità di determinazione e copertura degli oneri netti derivanti dal meccanismo per gli anni 2022 e 2023 (ex art.14 della Delibera ARG/elt 98/11). In particolare è previsto:

- il recupero degli oneri netti attraverso un corrispettivo applicato all'utente del dispacciamento in prelievo, esentando gli utenti in prelievo assegnatari nel mercato della capacità;
- che il 70% dell'onere netto complessivo sia coperto in funzione dei prelievi dell'utente del dispacciamento nelle ore di picco fissate da Terna in cui lo stress per il sistema elettrico è maggiore;
- l'aggiornamento con cadenza annuale del corrispettivo unitario di picco (70%) e trimestrale del corrispettivo unitario di fuori picco (30%). I corrispettivi variabili, le penali e le altre partite economiche non determinabili in sede annuale vengono applicate negli aggiornamenti del corrispettivo unitario di fuori picco.

A2A S.p.A., nel corso delle aste svoltesi il 6 e il 28 novembre, si è aggiudicata tutta la capacità offerta a livello nazionale, ovvero circa 5 GW/anno per complessivi 340 milioni di euro di premio sul biennio di consegna 2022-2023. Circa 0,24 GW per il 2023 e 0,12 GW per il 2022 sono relativi a capacità di nuova realizzazione. Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è stato pari a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MW/anno per 15 anni per la capacità nuova.

Alcuni operatori (tra cui Tirreno Power S.p.A. e Axpo Italia S.p.A.) e l'Associazione Italia Solare hanno presentato ricorso per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna. In tutti i casi è stato presentato un primo ricorso al TAR, in anticipo rispetto allo svolgimento delle aste, corredato d'istanza di sospensiva a cui i ricorrenti hanno rinunciato in vista di un'udienza di merito a breve: il TAR si pronuncerà, infatti, il 26 febbraio. A quanto appreso, Tirreno Power S.p.A. avrebbe proposto ricorso anche alla Corte di giustizia europea. A2A S.p.A. si è costituita quale contro interessata difendendo la legittimità del provvedimento di aggiudicazione.

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 in considerazione del fatto che l'elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente potrebbe non essere sempre disponibile (ad esempio per manutenzione) e il mercato della zona Sicilia risulta al momento ancora corto in termini di offerta. La Delibera prevede, inoltre, che il gruppo 1 a 150 kV svolga un ruolo di *back-up* in caso di indisponibilità del gruppo 2.

È altresì, previsto l'impegno da parte di A2A Energiefuture S.p.A. a contenere le richieste di reintegro dei costi al di sotto di un *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 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.

Con le Delibere 101/2019/R/eel e 111/2019/R/eel è stato liquidato da Terna il saldo relativo al 2016 per un importo pari a circa 11 milioni di euro. Con le Delibere 459/2019/R/eel e 506/2019/R/eel sono stati liquidati, rispettivamente, il primo acconto 2019 (circa 37 milioni di euro) e il secondo acconto 2018 (circa 24 milioni di euro).

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 spingendo gli operatori ad effettuare previsioni di produzione e consumo sempre migliori, 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 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 applicando la disciplina previgente 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.), Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro i ricalcoli effettuati da Terna in quanto la stessa 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 è tuttora in essere in quanto diversi operatori, seguendo percorsi indipendenti, hanno presentato ricorso contro la citata Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva, negata in sede TAR ma concessa, per alcuni e dietro prestazione di garanzie, dal Consiglio di Stato. Allo stato attuale, le sedute di merito del TAR Lombardia hanno nella maggior parte dei casi rigettato le istanze degli operatori ricorrenti ma si attendono ancora gli esiti degli appelli dinanzi al Consiglio di Stato.

Periodo gennaio 2015 – giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l’Autorità ha avviato un’indagine 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 di annullare gli eventuali impatti di tali condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

Nell’ambito di tale indagine, con le Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel sono stati avviati numerosi procedimenti individuali per l’adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica. In particolare, per il Gruppo A2A sono stati aperti procedimenti nei confronti di:

- A2A Energia S.p.A., A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ed Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) 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.

Tali procedimenti si sono conclusi con:

- archiviazione per A2A Energia S.p.A., non sussistendo i presupposti né per l’adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- l’adozione di un provvedimento prescrittivo nei confronti di Linea Più S.p.A (ora A2A Energia S.p.A.), il quale impone la restituzione a Terna di circa 3,9 milioni di euro;
- l’adozione di un provvedimento prescrittivo nei confronti di Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.), il quale impone la restituzione a Terna di circa 737 mila euro;
- l’archiviazione per A2A Energiefuture S.p.A. a seguito dell’assoggettamento dell’impianto di San Filippo del Mela al regime di essenzialità, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Nel contesto della Delibera 342/2016/E/eel, l'Autorità ha, altresì, avviato numerosi procedimenti sanzionatori che per il Gruppo A2A hanno riguardato:

- 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, con Delibera 122/2018/S/eel l'Autorità ha irrogato alla società una sanzione amministrativa pecuniaria ridotta pari a 22.500 euro;
- Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente»), con irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di circa 1,5 milioni di euro (Delibera 164/2018/S/eel);
- Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente»), con provvedimento DSAI/81/2017/eel. In questo caso il procedimento non si è ancora concluso.

Linea Più S.p.A. ha presentato ricorso in sede giudiziaria sia nei confronti del provvedimento prescrittivo che di quello sanzionatorio, e ad oggi sono pendenti gli appelli verso il Consiglio di Stato sia con riferimento al provvedimento prescrittivo che a quello sanzionatorio (successivamente al rigetto dei relativi ricorsi dinanzi al TAR Lombardia). In entrambi i casi, la società ha già provveduto a liquidare gli importi dovuti sia a Terna che ad ARERA. Suncity Energy S.r.l. ha, altresì, proposto ricorso verso il provvedimento prescrittivo ed è ad oggi pendente l'appello verso il Consiglio di Stato. Anche in questo caso, Suncity Energy S.r.l. ha già provveduto a liquidare a Terna gli importi dovuti.

Progetti pilota Terna per l'apertura di MSD a nuove risorse

Con Delibera 300/2017/R/eel l'Autorità ha avviato un percorso di apertura di MSD a nuove risorse, dando mandato a Terna di predisporre progetti pilota (soggetti all'approvazione di ARERA) cui gli operatori possono aderire volontariamente per fornire risorse tramite unità di produzione (UP), unità di consumo (UC) e *storage*. La partecipazione e la fornitura dei servizi possono avvenire anche in forma aggregata.

Ad oggi Terna ha proposto 6 progetti pilota:

1. UVAC (Unità Virtuali Abilitate di Consumo), approvato con Delibera 372/2017/R/eel, che prevede l'accesso a MSD per UC che, anche aggregate, superino 1 MW di potenza regolabile. La remunerazione è "a chiamata" ma è prevista anche la contrattualizzazione a termine (nella forma di contratto ad una via) da parte di Terna;
2. UVAP (Unità Virtuali Abilitate di Produzione), approvato con Delibera 583/2017/R/eel, che prevede l'abilitazione volontaria di UP, anche non rilevanti che, aggregate, superino 1 MW di potenza regolabile. La remunerazione è solo "a chiamata";
3. UPR (Unità di Produzione Rilevanti), approvato con Delibera 383/2018/R/eel, che prevede l'accesso a MSD per UP rilevanti prima non abilitate (rinnovabili non programmabili, UP non obbligatoriamente abilitate);
4. UPI (Unità di Produzione Integrate), approvato con Delibera 402/2018/R/eel, che prevede la possibilità di fornire regolazione primaria presso UP abilitate o UPR tramite *storage* integrati in tal modo liberando la semibanda di regolazione dell'1,5% della potenza che le UP abilitate sono obbligate a riservare a Terna (limite di 30 MW alla potenza qualificabile sul Continente);
5. UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), approvato con Delibera 422/2018/R/eel, che prevede:
 - il superamento dei progetti UVAC e UVAP tramite la definizione di UVAM che può comprendere UC e UP: i titolari di UVAC e UVAP avevano un tempo limitato per adeguarsi al Regolamento UVAM e non decadere dall'abilitazione a MSD;
 - la contrattazione a termine analoga a quella prevista per le UVAC e remunerazione "a chiamata" su MSD;
6. *Fast Reserve* (riserva ultra rapida per la regolazione di frequenza), in consultazione da parte di Terna fino al 17 gennaio 2020. Tale progetto prevede:
 - l'approvvigionamento a termine di capacità per la regolazione ultra rapida di frequenza, con obbligo di messa a disposizione di tale capacità per 1.000 ore/anno a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso annuo (*cap* da definire, compreso tra 78.000 €/MW/anno e 108.000 €/MW/

anno) determinato in esito ad un’asta al ribasso (remunerazione *pay as bid*). Il contratto aggiudicato potrà avere durata di 3 (o 4) anni, a partire dal 1° gennaio 2022 fino al 31 dicembre 2024 (o 2025). Lo svolgimento delle aste è previsto entro la fine del 2020;

- un contingente – che può essere modificato da Terna fino a 60 giorni prima dell’asta – pari a 200 MW per Continente e Sicilia e di 30 MW per la Sardegna. La potenza qualificata per unità (*Fast Reserve Unit*) deve essere compresa tra 5 MW e 25 MW ed ogni partecipante non potrà offrire più del 75% del contingente disponibile per area di assegnazione.

A2A S.p.A, dopo aver partecipato ai progetti UVAP e UVAC, ha qualificato una propria UVAM che è risultata assegnataria del premio per i mesi da aprile a ottobre 2019. Inizialmente l’UVAM era qualificata con una potenza di 3 MW mentre da maggio è stata ampliata a 6 MW.

Approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione nell’area di Brindisi

La Delibera 675/2018/R/eel ha approvato il Regolamento e lo Schema di Contratto proposti da Terna per l’approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione nell’area di Brindisi. La fornitura di energia reattiva è necessaria non solo per mantenere la stabilità della tensione nell’area, compromessa per la presenza di fonti rinnovabili intermittenti, ma anche per ridurre nel minor tempo possibile i costi di disaccoppiamento. Di seguito le principali caratteristiche dell’asta:

- contingente 500 MVar/anno e durata del contratto pari a 10 anni;
- tetto di spesa: 500 MVar**Reservation Price* (RP in €/MVar/anno) o prezzo massimo selezionabile, non noto ai partecipanti, definito da Terna sulla base dei benefici attesi dalla contrattualizzazione a termine ed approvato dall’Autorità;
- asta del tipo *pay as bid* con selezione delle offerte non superiori al RP e priorità a risorse disponibili già dal 1° marzo 2020, in ordine crescente di prezzo, poi a risorse disponibili dal 1° luglio 2020 ed, infine, dal 1° ottobre 2020 (tre finestre temporali di ingresso);
- previsti fino a 4 *round* di gara. La selezione termina al 1° *round* se si raggiunge la quantità obiettivo rispettando il RP e il tetto di spesa. In alternativa si procede con altri 3 *round*.

L’asta si è svolta il 20 febbraio 2019 ed A2A Energiefuture S.p.A. è risultata assegnataria di 286 MVar di energia reattiva ad un prezzo medio ponderato di 28.098 €/MVar/anno; i due dispositivi contrattualizzati entreranno in esercizio, rispettivamente, il 1° marzo 2020 e il 1° luglio 2020, con la disponibilità ad effettuare le prove due mesi prima dell’entrata in servizio.

Il contratto dovrà garantire la fornitura di regolazione continua ed automatica di tensione, senza immissione di attiva, per un valore non inferiore alla potenza contrattualizzata (al netto delle manutenzioni programmate e dei periodi di indisponibilità accidentale oggetto di franchigie). La remunerazione è composta da una parte fissa – a copertura dell’investimento/remunerazione e pari al prodotto tra la capacità impegnata ed il prezzo offerto – e da una variabile – a copertura dei costi correlati al prelievo dell’energia elettrica necessaria per il funzionamento del dispositivo – al netto di eventuali penali. La regolazione economica avviene su base mensile.

Le indisponibilità programmate ed accidentali fino ad una certa soglia non sono oggetto di penale mentre oltre tale soglia sono previste penali che possono arrivare, per ogni anno solare, fino al 120% della remunerazione riferita a ciascun dispositivo indisponibile. Infine, la garanzia richiesta da Terna è pari al 120% della remunerazione oggetto di contratto.

Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, ha definito il quadro dei regimi incentivanti per la produzione elettrica alimentata da fonte rinnovabile al fine di perseguire la strategia europea di sviluppo del settore. A tale D.Lgs. sono seguiti i DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 relativi a nuovi investimenti in impianti da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Quanto al raccordo con il precedente sistema di incentivazione dei Certificati Verdi (CV), è previsto che dal 1° gennaio 2016 agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e rientranti nel precedente schema il GSE riconosce un incentivo sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto a ricevere CV e che si somma ai ricavi di vendita sul mercato. Tale incentivo (I) è pari a:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78;$

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

- 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 2019 l'incentivo (I) è stato di 92,11 €/MWh.

Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento per i quali l'incentivo (I) è fisso e pari a 84,34 €/MWh (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.

Con riferimento alla produzione di energia da impianti fotovoltaici connessi alla rete, il D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, ha introdotto il meccanismo del Conto Energia, prevedendo un incentivo in conto esercizio erogato dal GSE sotto forma di *feed-in-premium* (ossia un premio riconosciuto alla produzione che si somma al prezzo di vendita sul mercato, differenziato in base alla taglia dell'impianto e alle caratteristiche innovative dello stesso corrisposto per 20 anni). Dal 2005 al 2013 sono stati introdotti 5 Conti Energia, ciascuno in aggiornamento del precedente. Le incentivazioni del 5° ed ultimo Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 per effetto del raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro di spesa annua previsto dal DM 5 luglio 2012.

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 9 agosto 2019 è stato pubblicato in G.U. dal MiSE, di concerto con il MATTM, il DM cosiddetto FER1 che definisce il quadro incentivante per le FER considerate mature e con costi fissi bassi o, comunque, in diminuzione: eolico, idroelettrico, biogas da depurazione e FV – quest'ultimo era escluso dai precedenti DM e godeva dell'apposito Conto Energia. Per le altre FER dovrebbe seguire un ulteriore DM (cd. FER 2).

Per gli impianti con potenza inferiore a 1 MW gli incentivi sono riconosciuti tramite iscrizione a registri mentre per gli impianti con potenze superiori è prevista un'asta al ribasso (7 bandi fino al 2021, dei quali il primo il 30 settembre 2019), con meccanismi di premialità (es. autoconsumo, FV con rimozione amianto), specifici criteri di priorità per accedere ed una remunerazione fino a 20/30 anni.

Il meccanismo di incentivazione è del tipo "*Contratto per Differenze*": l'operatore si aggiudica una tariffa (*strike*) e il GSE paga, se positiva, la differenza tra lo *strike* e il prezzo orario zonale mentre, se negativa, l'operatore restituisce al GSE. Il tetto di spesa complessiva è sempre pari a 5,8 miliardi di euro per un contingente massimo di 8.000 MW assegnabili ad impianti nuovi/rifatti con entrata in esercizio entro il 2022/2023, in funzione della tecnologia e della taglia.

Il GME – come previsto dal DM FER1 – ha lanciato una consultazione pubblica per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di contratti a lungo termine di energia da fonti rinnovabili (*Power Purchase Agreement* – PPA).

Il 19 dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione pubblica sulla definizione del contratto-tipo per l'assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato, come previsto all'art. 24 del DM 23 giugno 2016, deve essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

La prima sessione per l'accesso agli incentivi è stata aperta dal GSE in data 30 settembre 2019 e chiusa il 4 novembre 2019: i risultati saranno pubblicati entro la fine di gennaio.

Al 31 dicembre 2019 gli incentivi erogati dal GSE al Gruppo A2A sono pari a circa 55 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE
milioni di euro

Feed-in tariff	25,5
Tariffa onnicomprensiva	4,9
Conto energia (FV)	24,4
Totale	54,8

Verifiche GSE: conclusione con esito positivo per gli impianti fotovoltaici di Helios 1 S.r.l.

Gli impianti fotovoltaici Zollino 2 e Torchiarolo di proprietà di Helios 1 S.r.l., società controllata da A2A Rinnovabili S.p.A., entrati in esercizio nel 2011 e beneficiari del secondo Conto Energia, sono stati oggetto di una verifica ispettiva del GSE iniziata il 2 novembre 2016. Dopo varie integrazioni documentali inviate dalla società, il 14 gennaio 2019 il GSE ha concluso il procedimento di verifica con esito negativo rappresentando la mancanza del rispetto della norma CEI EN 61215 per alcuni moduli forniti dalla Ecoware S.p.A. e disponendo il recupero di tutti gli incentivi erogati.

Helios 1 S.r.l. ha ottenuto dal GSE in data 12 febbraio 2019 l'apertura al riesame del procedimento in forza del reperimento di ulteriore documentazione e, al fine di salvaguardare i propri diritti, ha comunque presentato ricorso straordinario al Presidente della Repubblica avverso la conclusione negativa del procedimento.

In data 20 settembre 2019 il GSE ha concluso con esito positivo l'istanza di riesame ed ha riattivato l'emissione degli incentivi stabiliti in sede di qualifica dell'impianto.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

Con la Legge n. 12/2019, di conversione del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni), il Legislatore è intervenuto all'art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW).

Negli ultimi anni la mancata attuazione delle norme primarie volte a consentire lo svolgimento di gare per l'assegnazione delle concessioni scadute aveva portato alla prosecuzione temporanea della gestione da parte degli attuali titolari. L'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, nella versione previgente, disponeva, infatti, che le Regioni assegnassero le concessioni sulla base di criteri che avrebbero dovuto essere definiti da un DM concertato tra MiSE e MATTM, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, il quale non è stato mai emanato, così determinandosi un'estensione di fatto della gestione delle concessioni scadute in forza del comma 8 bis di tale art. 12, che prevedeva l'esercizio della concessione da parte del concessionario uscente fino alla riassegnazione, a condizioni immutate.

La Commissione Europea, nell'ambito della procedura d'infrazione n. 2011/2026, aveva peraltro inviato all'Italia il 26 settembre 2013 una lettera di messa in mora, contestando la non compatibilità di taluni profili della normativa nazionale con l'ordinamento comunitario. Il Governo aveva, quindi, prospettato alla Commissione un complessivo riassetto del settore.

Le nuove norme, introdotte nel citato art. 12 mediante la Legge n. 12/2019, prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016.

L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali menzionate e, comunque, non oltre il 31 marzo 2022. La durata delle nuove concessioni sarà compresa tra 20 e 40 anni, con possibile estensione del termine massimo di ulteriori 10 anni in relazione alla complessità della proposta progettuale e all'importo dell'investimento.

Sarà anche ridefinito con legge regionale (sentita l'ARERA) il canone demaniale da corrispondere su base semestrale alle Regioni, articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed una variabile calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati.

Le Regioni potranno anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione.

Per le concessioni scadute è, inoltre, prevista la corresponsione di un canone aggiuntivo e la possibile fornitura gratuita di energia nei termini suindicati.

Entro 180 giorni dall'entrata in vigore della Legge n. 12/2019 dovrà essere emanato un DM MiSE, sentita l'ARERA e previo parere della Conferenza Unificata Stato-Regioni, che dovrà stabilire gli importi minimi sia della parte fissa del canone demaniale sia del canone aggiuntivo. Decorso vanamente detto termine, le Regioni potranno determinare tali importi in misura non inferiore a 30 euro/kW per la componente fissa del canone demaniale e a 20 euro/kW per il canone aggiuntivo.

Lettera agli
Azionisti

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
Mercato*

*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

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma, richiamando il RD 1775/1933, prescrive:

- per le opere c.d. “bagnate”, il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni; in caso di investimenti – purché definiti nell’atto di concessione o autorizzati dall’ente concedente – è previsto un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato;
- per le opere c.d. “asciutte”, il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata, al netto dei beni ammortizzati. In ipotesi di mancato utilizzo da parte del concessionario entrante, per i beni mobili è prevista la rimozione e lo smaltimento a carico del proponente, mentre quelli immobili restano di proprietà degli aventi diritto.

In considerazione di questo nuovo quadro normativo, la Commissione Europea ha inviato in data 7 marzo 2019 una seconda lettera di costituzione in mora complementare⁽¹⁾ in cui lamenta che il Governo italiano avrebbe:

- continuamente prorogato le concessioni scadute, omettendo di indire procedure di selezione trasparenti ed imparziali per l’assegnazione;
- imposto al concessionario subentrante, con particolare riferimento alle opere “asciutte”:
 - i. l’obbligo di versare un indennizzo superiore al valore non ammortizzato dei beni, in asimmetria di trattamento con quanto previsto nel caso di subentro da parte delle Regioni,
 - ii. l’onere di rimozione e smaltimento dei beni mobili di cui non sia previsto l’utilizzo nel progetto di concessione.

In data 10 maggio, con riferimento alle criticità sollevate dalla Commissione Europea, il Governo italiano ha inviato specifica lettera di risposta.

ARERA, ai sensi dell’art.12, comma 1-quinquies, della Legge n. 12/2019, con Delibera 490/2019/I/eel ha approvato le *Linee Guida* propedeutiche al rilascio del parere non vincolante sugli schemi di legge regionali in merito ai canoni demaniali, che dovrà essere emanato entro 20 giorni dalla data di ricevimento del suddetto schema (nel caso in cui siano state rispettate le indicazioni di ARERA) ed entro 40 giorni negli altri casi. L’Autorità ha espresso la seguente posizione:

- i. la parte variabile⁽²⁾ del canone demaniale dovrebbe essere pari ad una percentuale, comunque definita dalle Regioni, della somma dei prodotti tra la quantità oraria dell’energia elettrica immessa in rete e il corrispondente prezzo zonale orario registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP);
- ii. con riferimento alla cessione gratuita di energia, dovrebbe essere preferita la sua monetizzazione invece della sua fornitura fisica, basata sul prezzo zonale orario riconosciuto all’impianto, da determinarsi a consuntivo, sull’anno solare, come media dei prezzi zonali orari che si formano sul MGP, ponderata sulla quantità di energia immessa in rete su base oraria.

In ottemperanza a quanto previsto dal quadro legislativo in vigore e in linea con il disposto della suddetta Delibera dell’Autorità, la Regione Lombardia, con l’art. 31 della L.R. 23/2019 di Assestamento al Bilancio 2020-22, ha definito, a decorrere dal 2020, l’obbligo di fornitura alla Regione di energia gratuita da parte di tutti i titolari di concessioni di grande derivazione, siano esse esercite prima o dopo la scadenza, prevedendone sia la consegna fisica sia una sua monetizzazione (anche integrale) da calcolarsi in base ad un prezzo zonale orario medio ponderato sulla quantità di energia elettrica immessa in rete dalla centrale.

Le concessioni di grande derivazione in capo ad A2A S.p.A. ubicate in Valtellina (per una potenza nominale di concessione pari a circa 200 MW) sono per la maggior parte scadute⁽³⁾ ed esercite in regime di “prosecuzione temporanea”, anche ai sensi della D.G.R. n. X/7693 del 12 gennaio 2018 della Regione Lombardia, la quale ha già richiesto il pagamento di un canone aggiuntivo determinato provvisoriamente nella misura di 20 euro/kW, oltre alla disapplicazione dell’esenzione parziale dal canone demaniale sugli impianti di Premadio 1 e Grosio. A2A S.p.A. non ha sinora corrisposto suddetto

¹ Sempre il 7 marzo 2019 la Commissione ha messo in mora anche Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia al fine di “garantire che gli appalti pubblici nel settore dell’energia idroelettrica siano aggiudicati e rinnovati in conformità del diritto dell’UE”.

² La componente fissa del canone dovrebbe derivare da valutazioni di tipo ambientale e/o correlate all’utilizzo della risorsa idrica che esulano dalle competenze dell’Autorità.

³ Le concessioni di Grosotto, Lovero, Stazzona sono scadute al 31/12/2010 mentre quella di Premadio 1 al 28/07/2013 (Premadio 2 ha validità sino al 31/12/2043). La concessione di Grosio è scaduta il 15/11/2016.

canone ed ha continuato a ritenere in vigore il beneficio dell'esenzione parziale, avendo impugnato tutte le delibere al Tribunale Superiore Acque Pubbliche⁴⁾ in forza del citato comma 8bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, che prevedeva la prosecuzione a condizioni invariate (trattasi di oltre 31 milioni di euro pretesi dalla Regione per il periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2019, comunque accantonati a bilancio).

Le altre concessioni di A2A S.p.A. (impianti di Mese, Udine e della Calabria per una potenza nominale di concessione complessiva pari a circa 345 MW) hanno scadenza al 2029. Si aggiungono, inoltre, le tre grandi derivazioni di Linea Green S.p.A. (Resio, scaduta e in regime di prosecuzione temporanea fino al 31 dicembre 2020, Mazzuno e Darfo non ancora scadute) nonché la concessione di Gravedona di ACSM-AGAM S.p.A. con scadenza al 2029.

Trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023)

Con la Delibera 114/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 2020-2023) mentre con la Delibera 201/2019/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti delle imprese di trasporto e ha determinato i corrispettivi per il 2020. In accordo con le disposizioni del Codice TAR (Regolamento (UE) 460/2017 che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas), le Delibere hanno introdotto alcune novità metodologiche nel seguito sintetizzate.

Con riferimento ai ricavi riconosciuti:

- sono riconosciuti alla maggiore impresa di trasporto esclusivamente i costi relativi all'acquisto di capacità di punta di erogazione per la modulazione oraria, escludendo i costi relativi alle prestazioni di punta di erogazione, punta di iniezione e spazio;
- viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura dei costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC), prevedendo che le imprese di trasporto (tramite Snam Rete Gas) si approvvigionino dei quantitativi di gas necessari sul mercato organizzato; tali partite sono valorizzate sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento. Viene, inoltre, previsto uno specifico meccanismo per il riconoscimento dei costi per l'approvvigionamento dei titoli ETS, coprendo le imprese di trasporto con un quantitativo di titoli determinato su logiche standard e neutralizzandole dal relativo rischio prezzo.

Con riferimento all'articolazione della tariffa di trasporto:

- è confermata la suddivisione della struttura della tariffa e dei corrispettivi che la compongono tra componenti capacitive (applicate ai punti di entrata e di uscita dalla rete) e componenti legate ai volumi trasportati. In relazione alla componenti capacitive è confermata la ripartizione *entry-exit* 40(*entry*)-60(*exit*) dei costi relativi alla rete nazionale mentre, a differenza del periodo tariffario precedente, i costi della rete regionale vengono attribuiti al 100% alla componente *exit*. Il rapporto complessivo risulta pari a 28(*entry*)-72(*exit*). Le componenti capacitive applicate ai punti di uscita (CPu) coprono, dunque, i costi di capitale (nonché quelli relativi al bilanciamento orario della rete) sia della rete di trasporto nazionale che regionale (viene di conseguenza eliminato il corrispettivo CR_v volumetrico);
- ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari della tariffa, l'Autorità ha adottato il metodo *CWD-Capacity-Weighted Distance*, superando l'attuale metodo "a matrice". Nel nuovo scenario, l'Autorità ha provveduto ad applicare uno sconto del 50% al corrispettivo di entrata da/di uscita verso impianti stoccaggio derivante dall'applicazione della metodologia CWD. Si segnala infine che, in applicazione della nuova metodologia di calcolo, ha provveduto a (i) ridurre da 3 a 1 i punti di entrata/uscita da stoccaggio, (ii) ridurre da 6 a 1 le aree di uscita e (iii) accorpare in 10 *hub* i punti di entrata da produzioni nazionali;
- è definita una tariffa *bundled* (costituita da un unico corrispettivo che include i corrispettivi di uscita e riconsegna) a partire da ottobre 2020, parallelamente all'applicazione dei conferimenti unici al punto di uscita. Per l'anno termico 2019-2020 i conferimenti di capacità continueranno ad essere effettuati sia ai punti di uscita sia ai punti di riconsegna, e per il periodo transitorio 1° gennaio – 30 settembre 2020 verranno applicati i corrispettivi pro-forma CPu^N (applicato ai conferimenti ai punti di uscita di interconnessione tra rete nazionale e rete regionale) e CPu^R (applicato ai conferi-

4 Per i dettagli si rimanda al Paragrafo "Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso".

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

menti su rete regionale). In relazione a quest'ultimo, vengono determinati due distinti corrispettivi $CP_u^R > 15$ km e $CP_u^R < 15$ km in funzione della distanza dei punti di riconsegna dalla rete nazionale;

- il corrispettivo variabile denominato CV_u è funzionale alla copertura dei costi operativi, GNC, auto-consumi, perdite e costi ETS e viene applicato al quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita della rete (compresi i punti di uscita verso gli stoccaggi e i punti di interconnessione con l'estero) e non più ai volumi immessi nella rete nazionale;
- viene introdotto un nuovo corrispettivo volumetrico, denominato CV_{FC} finalizzato al recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi, applicato ai punti di riconsegna e ai punti di uscita verso gli stoccaggi. Tale corrispettivo risulta nullo nel 2020.

Con riferimento alla tariffa di misura: viene adottata un'articolazione tariffaria che, a fronte della possibilità per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto di cedere la proprietà e gestione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto, prevede l'introduzione di una componente tariffaria CM^{CF} , applicata ai soli punti di riconsegna per cui è stato ceduto l'impianto di misura.

Con riferimento alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas: sono state introdotte alcune novità, tra cui l'eliminazione della componente tariffaria ψ e la creazione del nuovo "Conto oneri trasporto" in sostituzione dell'attuale "Conto squilibri perequazione trasporto". La componente CRV^{FG} viene applicata ai punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali (non viene più applicata ai volumi di gas immessi nella rete nazionale).

In termini di processo, entro il 31 maggio di ogni anno l'Autorità determinerà e pubblicherà i corrispettivi tariffari di trasporto e misura validi per l'anno successivo.

Relativamente agli impatti attesi delle previsioni tariffarie per il V periodo regolatorio:

- si registra un aumento generale dei corrispettivi 2020 rispetto al 2019. I punti di *entry* risultano i più penalizzati (+20% per Tarvisio, +96% per Passo Gries) e si osserva un riassorbimento in parte delle differenze tariffarie tra Nord e Sud. In aumento anche i costi di *entry* dai terminali di rigassificazione (+290% per Olt). Più contenuti gli aumenti in *exit* ad eccezione dell'*exit* stoccaggio (+71%). Gli aumenti tariffari sono imputabili sia alla nuova metodologia tariffaria sia all'aumento dei ricavi che devono essere riconosciuti alle imprese di trasporto;
- per gli impianti termoelettrici del Gruppo A2A si stima – a parità di conferimento su circa 6.000 MW di capacità - una diminuzione dei costi fissi al 2021 di circa 7,6 milioni di euro ed un aumento dei costi variabili già dal 2020 pari a 10 milioni di euro (con un potenziale aumento del prezzo all'ingrosso del mercato elettrico).

Settlement gas: nuova disciplina dal 1° gennaio 2020

Il *settlement gas* è la disciplina definita da ARERA volta ad assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas naturale, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, Utenti del Bilanciamento, Utenti della Distribuzione, venditori e clienti finali).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas ARERA ha approvato la nuova disciplina del *settlement gas* che sarà in vigore dal 1° gennaio 2020 e che:

- conferma la struttura basata su sessioni di bilanciamento mensili con successive sessioni di aggiustamento (una per il conguaglio annuale ed una per il conguaglio pluriennale);
- semplifica le procedure per la determinazione delle partite economiche nonché fisiche di bilanciamento;
- stabilisce il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'allocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento;
- introduce il fattore di termicità (parametro W_{kr}) per la correzione dei profili di prelievo in base all'andamento climatico, determinato e pubblicato dal Responsabile del Bilanciamento;
- assegna a Snam Rete Gas S.p.A. il compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi prelevati ai *city gate* e la somma dei consumi attesi;
- assegna al Sistema Informativo Integrato di Acquirente Unico S.p.A. le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Con la Delibera 451/2019/R/gas l’Autorità ha definito le modalità di approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei quantitativi di gas necessari al funzionamento del sistema – cd. gas di sistema (ψ). Tale quantitativo è la somma di autoconsumi, perdite di rete, GNC, variazioni di *linepack*, differenza tra gas immesso e prelevato nelle reti di distribuzione.

Dal 1° gennaio 2020 l’approvvigionamento di ψ è effettuato in un comparto di MP-GAS denominato AGS (approvvigionamento gas di sistema), attraverso due aste di tipo bilaterale a prezzo marginale, una nel giorno G-1 alle ore 13:30 e l’altra nel giorno G alle ore 13:30, senza sospensione del mercato a contrattazione continua. Le offerte di vendita di Snam Rete Gas S.p.A. sono valorizzate a 0 €/MWh mentre le offerte in acquisto sono pari alla media del prezzo medio ponderato dei prodotti *title* (cd. SAP) dei 7 giorni precedenti quello di negoziazione, aumentata di 30 €/MWh. Le transazioni concluse in esito a tali aste non vengono incluse, tuttavia, nella formazione del prezzo SAP.

La Delibera 147/2019/R/gas ha previsto a partire da ottobre 2020 la riforma dei conferimenti ai punti di riconsegna (PdR) sottesi ai *city gate*, prevedendo:

- la determinazione d’ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai *city gate*;
- il conferimento da parte dell’impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR serviti (sulla base delle relazioni di corrispondenza e relativi aggiornamenti mensili);
- il superamento del sistema di penali di scostamento per i PdR sottesi ai *city gate*.

Infine, con Delibera 538/2019/R/gas l’Autorità ha previsto delle soluzioni transitorie per limitare eventuali impatti negativi per gli operatori derivanti dall’applicazione della nuova metodologia di *settlement* a partire dal 1° gennaio 2020, in presenza di conferimenti di capacità effettuati in un periodo antecedente. Nello specifico, l’Autorità ha previsto:

- la “depenalizzazione dei superi di capacità”: le penali di supero verranno determinate nella misura del valore minimo tra la penale calcolata sulla base dell’allocato secondo la nuova metodologia e la penale calcolata sulla base dell’allocato riproporzionato sull’impresso giornaliero;
- l’introduzione di sessioni di conferimento per la revisione al rialzo delle capacità fino al 31 maggio. Tali incrementi di capacità si applicano retroattivamente fino a ottobre 2019.

Chiusura del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10 e liquidazione degli importi

Con Delibera ARG/gas 89/10, in presenza di una fase congiunturale caratterizzata da una 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 di 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).

Le società di vendita del Gruppo A2A avevano presentato ricorso avverso entrambe le delibere contestando l’arbitrarietà del valore del *k*. Al termine di un lungo contenzioso il Consiglio di Stato, con sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato le ragioni dei ricorrenti.

Con Delibera 737/2017/R/gas l’Autorità ha rideterminato il coefficiente *k*, ponendolo pari a 0,952 per entrambi gli anni termici 2010-2012 mentre con Delibera 32/2019/R/gas ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l’istituzione di una componente di socializzazione sulla tariffa di distribuzione e misura gas corrisposta dai clienti con consumi fino a 200.000 Smc/anno (sotto-componente della UG_2 denominata UG_{2k}). La raccolta del gettito avverrà nell’arco di 3 anni a partire dal 1° aprile 2019.

Il 31 maggio A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. hanno presentato istanza di accesso alla CSEA per complessivi 21,7 milioni di euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021.

Si segnala che, a seguito del ricorso presentato lo scorso marzo dalla Confederazione generale dell’artigianato e delle imprese (Confartigianato) nei confronti della Delibera 32/2019/R/gas, il TAR Lombardia con sentenza n. 38/2020 ha parzialmente annullato il provvedimento relativamente al perimetro di applicazione della componente di socializzazione (che secondo i giudici dovrebbe essere ampliato), fermo restando il diritto delle imprese di vendita all’incasso degli importi.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

Istanza di restituzione di parte della sanzione amministrativa comminata a Plurigas S.p.A.

Con Delibera n. 229/06 l'Autorità aveva irrogato una sanzione amministrativa a Plurigas S.p.A. (oggi in liquidazione) pari a 1,5 milioni di euro per inottemperanza ad alcune richieste di informazioni. La società aveva avviato un contenzioso sulle modalità di quantificazione della sanzione, nel frattempo comunque liquidata per un ammontare pari a 1.522.083,33 euro (comprensivo di interessi).

Con sentenza n. 1084/2012 del 27 febbraio 2012 il Consiglio di Stato, a chiusura del contenzioso in corso, ha annullato la sopra citata Delibera n. 229/06 nella parte relativa alla quantificazione dell'importo della sanzione, imponendo all'Autorità di rideterminarla tenendo conto dell'effettiva capacità economica di Plurigas S.p.A.. In data 15 dicembre 2016, con Deliberazione 755/2016/S/gas l'Autorità, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, ha provveduto a rideterminare l'importo della sanzione nella misura di 980 mila euro.

A fronte del provvedimento di ottemperanza, in data 21 febbraio 2017 Plurigas S.p.A. ha presentato istanza di rimborso all'Agenzia delle Entrate. Solo nel maggio 2019, l'Agenzia delle Entrate ha provveduto ad inoltrare l'istanza di rimborso al MiSE, ad oggi organo competente al riguardo. L'Autorità, successivamente, ha rilasciato il proprio *nulla osta* al MiSE, rivedendo l'importo oggetto di restituzione nella misura di 530.001,14 euro, al fine di tener conto degli interessi legali dovuti in ragione del ritardato pagamento della sanzione.

In data 19 novembre 2019 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha provveduto a liquidare l'importo. Attualmente è in fase di determinazione l'ammontare degli interessi legali maturati a partire dalla data del *nulla osta* di ARERA fino alla data del bonifico.

Business Unit Mercato

Legge Concorrenza 2017 e cessazione delle tutele di prezzo per energia elettrica e gas

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 (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, introduce rilevanti 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 (termine successivamente prorogato al 1° gennaio 2022 ai sensi del Decreto Legge n. 162/2019 c.d. Milleproroghe);
- 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 (c.d. Elenco Venditori);
- 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 ha assolto i seguenti 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 individuato 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 per informare i clienti del superamento delle tutele di prezzo;
- 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;
- con Delibera 51/2018/R/com ha definito i requisiti di funzionamento del Portale Offerte per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali gestito da Acquirente Unico S.p.A.;
- ha trasmesso al MiSE il Rapporto 117/2018/I/com sul monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas necessario ai fini della verifica del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Legge Concorrenza 2017;
- con Delibera 59/2019/R/com ha approvato le Linee Guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese.

Si è ancora in attesa degli adempimenti a carico del MiSE:

- approvazione dell'Elenco Venditori Elettricità;
- riforma del *bonus* sociale;
- DM recante le modalità di attuazione della fine dei regimi di tutela di prezzo secondo meccanismi che assicurino la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato, di cui all'articolo 1, commi 59, 81 e 82 della Legge così come integrata dal citato Decreto Milleproroghe.

Infine, con Delibera 270/2019/R/com, ARERA ha affidato ad Acquirente Unico S.p.A., una volta acquisito il parere favorevole del Garante per la protezione dei dati personali come indicato dalla Legge di Bilancio 2018, la realizzazione del *Portale Consumi* per accrescere la consapevolezza dei consumatori: in questa prima fase il cliente potrà visualizzare i dati storici dei propri consumi elettrici e del gas, le letture e le autoletture degli ultimi 12 mesi. La granularità dei dati disponibili dipenderà dalla tipologia di contatore installato e dalla frequenza di messa a disposizione delle letture al Sistema Informativo Integrato.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Brand Unbundling tra maggior tutela elettrica e mercato libero

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, nell'ambito dell'aggiornamento annuale della componente RCV per il 2019 disposto con Delibera 706/2018/R/eel, ha riconosciuto agli esercenti la maggior tutela i costi sostenuti nel 2017 in attuazione delle sopra citate disposizioni TIUF.

A2A Energia S.p.A. ha nel frattempo dato seguito alle prescrizioni del provvedimento. Tra le misure adottate, si segnala la rivisitazione degli spazi fisici che ospitano gli sportelli di contatto con i clienti e la 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 in maggior tutela, nell'ampliamento del *call center* con ulteriori numeri di riferimento per la clientela in tutela e nella cura del *lay-out* dei documenti di fatturazione in modo da non ingenerare alcuna confusione con le attività della società sul mercato libero.

La Delibera 561/2018/E/eel ha approvato un programma di controlli in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita a mercato libero e in maggior tutela, che si concluderà entro il 30 giugno 2019. A2A Energia S.p.A. (come altri operatori), a seguito di specifica richiesta dell'Autorità, nel mese di gennaio 2019 ha trasmesso una Relazione attestante le modalità di attuazione delle prescrizioni di riferimento.

Con Delibera 96/2019/E/eel è stato approvato un programma di verifiche ispettive, con accesso agli spazi commerciali degli esercenti la vendita interessati dalle disposizioni del *brand unbundling*. A2A Energia S.p.A., analogamente ad altri operatori, è stata oggetto di ispezione ad aprile 2019 ed è ora in attesa di conoscere le valutazioni dell'Autorità in merito ai rimedi proposti con riferimento a quanto emerso in sede di visita ispettiva.

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

L'articolo 1, commi 152-164, della Legge n. 208/2015 (Legge di Stabilità 2016) ha disciplinato l'addebito del canone RAI tramite le fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti residenti (se non esenti) a partire da 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 siano riconosciuti i costi per un totale massimo di 14 milioni di euro/anno e per il solo biennio 2016 e 2017. La Delibera 291/2017/R/eel ha definito i criteri di ripartizione di tale contributo: gli importi spettanti a ciascuna impresa sono calcolati da Acquirente Unico S.p.A. e comunicati all'Agenzia delle Entrate che, nel mese di dicembre 2017, ha liquidato ad A2A Energia S.p.A. 551.558 euro in relazione al contributo 2016, mentre il contributo relativo al 2017 è stato erogato a marzo 2019 nella misura di 545.220 euro (il contributo 2017 erogato ad ACEL Energie S.p.A. e ad Enerxenia S.p.A. è stato pari a circa 60.000 euro).

Componenti a copertura dei costi di commercializzazione sulla maggior tutela elettrica, sul mercato libero elettrico e sulla tutela gas

La Delibera 706/2018/R/eel ha aggiornato per il 2019 le componenti RCV e PCV a copertura dei costi di commercializzazione, rispettivamente, per la maggior tutela elettrica e per il mercato libero elettrico. L'impatto complessivo per A2A Energia S.p.A. è stato pari a circa 4,9 milioni di euro e a circa

350.000 euro per ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. Nell’ambito di questo aggiornamento l’Autorità ha provveduto a riconoscere agli esercenti la maggior tutela anche i costi sostenuti per l’implementazione del *debranding* (ex TIUF) nella misura degli incrementi registrati con riferimento ai costi operativi desumibili dall’*unbundling* contabile.

L’aggiornamento delle suddette componenti per il 2020 è stato disposto con Delibera 576/2019/R/eel, determinando un impatto complessivo a livello di Gruppo A2A pari a 800.000 euro.

PCV €/POD/anno	2019	2020
POD domestici	65,38	65,12
POD usi diversi	121,84	125,64

RCVsm €/POD/anno	2019		2020	
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	39,77	42,53	41,55	44,10
POD usi diversi	71,81	116,30	69,67	101,78

La Delibera 707/2018/R/gas ha aggiornato per il 2019 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio. L’impatto per A2A Energia S.p.A. è stato pari a circa 300.000 euro e pari a circa 50.000 euro per ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A.

L’aggiornamento della suddetta componente per il 2020 è stato disposto con Delibera 577/2019/R/gas, determinando un impatto complessivo a livello di Gruppo A2A pari a 4,7 milioni di euro.

QVD	2019		2020	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	60,23	0,7946	63,61	0,7946
PDR condominio uso domestico<200.000 Smc/a	79,11	0,7946	83,55	0,7946

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

Con riferimento agli ulteriori meccanismi di compensazione dei costi inerenti il servizio di maggior tutela di cui al TIV si segnala che:

- nel mese di aprile A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali di cui al TIV, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla morosità eccedenti l’*unpaid ratio* già considerato ai fini dell’aggiornamento della componente RCV (COMP 2018), per un importo pari a 8,2 milioni di euro. ACEL Energie S.p.A. ha presentato istanza per un importo pari a circa 100.000 euro;
- nel mese di marzo A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, finalizzato a riconoscere l’ulteriore costo fisso connesso ad un tasso di uscita dei clienti verso il mercato libero maggiore rispetto a quanto implicitamente riconosciuto nell’ambito della definizione della componente RCV (PUC 2018), per un importo pari a 0,5 milioni di euro.

Prescrizione biennale dei consumi di energia elettrica e gas naturale

La Legge di Bilancio 2018, all’articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico nei rapporti tra i clienti e il venditore, nei rapporti tra il distributore e il venditore e in quelli con l’operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera, nonché la sospensione dei pagamenti (e rimborso dei pagamenti effettuati) in caso di procedimenti AGCM per l’accertamento di violazioni del codice del consumo in tema di fatturazione, finché non sia stata verificata la legittimità della condotta dell’operatore.

La Legge prevedeva che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile, tuttavia il comma 295 dell’articolo 1 della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fattispecie, prevedendo di fatto il riconoscimento della prescrizione biennale anche nei casi di accertata responsabilità del cliente.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

L'entrata in vigore è differenziata: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas mentre dal 1° gennaio 2020 per il servizio idrico.

L'Autorità ha dato una prima attuazione delle disposizioni in merito:

- la Delibera 97/2018/R/com ha definito l'ambito di applicazione, ribadito le tempistiche di entrata in vigore ed introdotto obblighi informativi da parte dei venditori nei confronti dei clienti finali al fine di renderli edotti della possibilità di eccepire la prescrizione biennale;
- la Delibera 264/2018/R/com ha introdotto una misura transitoria che consente all'utente del trasporto, in caso di mancato incasso dovuto ad un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale dovuta a conguagli e rettifiche imputabili alla responsabilità del distributore, di richiedere all'impresa distributrice la rideterminazione degli importi;
- la Delibera 569/2018/R/com ha introdotto nuovi ed ulteriori obblighi informativi e definito le modalità per eccepire la prescrizione nei casi in cui la responsabilità del ritardo di fatturazione sia imputabile al venditore, al distributore o presumibilmente al cliente;
- la Delibera 683/2018/R/com ha esteso anche al settore gas la possibilità per i venditori di richiedere al distributore la restituzione delle somme versate in eccesso in caso di mancati incassi dovuti alle eccezioni di prescrizione sollevate da clienti finali, legate a ricalcoli la cui responsabilità sia attribuita al distributore, ha confermato l'adozione del criterio pro-die ai fini dell'identificazione del periodo oggetto di prescrizione ed ha rimandato ad un successivo provvedimento la definizione delle tempistiche e delle modalità con cui gli utenti del dispacciamento dell'energia elettrica e gli utenti del bilanciamento del gas naturale, in caso di mancato incasso dovuto ad un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale per responsabilità dei distributori, abbiano titolo a richiedere, rispettivamente, a Terna e a Snam Rete Gas la revisione delle partite economiche.

Aggiudicazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2019-2020

La Legge 3 agosto 2007, n.125/07, ha istituito il servizio di salvaguardia per tutte le imprese ed enti pubblici rimasti senza fornitore di energia elettrica e che sono intestatari di almeno un punto di fornitura in media o alta tensione oppure di soli punti in bassa tensione con oltre 50 dipendenti o con un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro.

A2A Energia S.p.A. è stata selezionata, tramite procedura concorsuale pubblica, per il periodo 1° gennaio 2019 - 31 dicembre 2020, come fornitore di energia elettrica del servizio di salvaguardia nelle Marche, in Umbria e in Toscana per circa 200 GWh (stima 2019). I prezzi applicati sono stabiliti in base alle disposizioni dell'Autorità e alle modalità di calcolo fissate dal MiSE ed includono i costi dell'energia elettrica all'ingrosso, il dispacciamento e i costi di commercializzazione.

In particolare A2A Energia S.p.A. applica all'energia fornita e alle relative perdite di rete:

- un corrispettivo pari alla media mensile dei prezzi di acquisto sul mercato del GME, differenziato per fasce orarie e maggiorato del parametro omega (Ω) pari a 15,90 €/MWh;
- la somma dei corrispettivi a copertura dei costi relativi al servizio di dispacciamento (con esclusione dei costi per lo sbilanciamento effettivo e del corrispettivo di non arbitraggio);
- i corrispettivi a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura e degli oneri e maggiorazioni di sistema definiti nell'Allegato A alla Delibera 654/2015/R/eel;
- il corrispettivo CSAL a copertura degli oneri per la morosità, applicato ai sensi dell'articolo 29, comma 11, del TIV (Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e salvaguardia).

Avvio di procedimento sanzionatorio e prescrittivo in materia di fatturazione dei consumi

Con Determina DSAI/65/2018/com l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di A2A Energia S.p.A. volto ad accertare violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici, relativamente all'applicazione di specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture in formato cartaceo.

In data 14 dicembre 2018 la società ha presentato una proposta di impegni, integrata nel luglio 2019. La proposta prevede: (i) la restituzione ai clienti dei corrispettivi aggiuntivi addebitati; (ii) l'eliminazione del vincolo informatico che attiva il servizio bollett@mail solo in presenza di domiciliazione banca-

ria, e riconoscimento a tutti i clienti attivi a mercato libero che decidano di attivare detto servizio di un bonus una tantum di 6 euro, e (iii) il riconoscimento ai clienti oggetto di applicazione dei corrispettivi di postalizzazione di un ulteriore bonus una tantum di 12,00 euro.

Con Delibera 389/2019/S/com ARERA ha approvato la proposta di impegni della società, rendendola vincolante e chiudendo così il relativo procedimento sanzionatorio.

Chiusura dell’istruttoria AGCM PS10728 nei confronti di A2A Energia S.p.A. per applicazione costi servizio pagamento online tramite carta di credito

A chiusura di un procedimento avviato ad aprile 2017, con provvedimento del 20 settembre 2017 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: il sovrapprezzo chiesto per il servizio di pagamento *online* tramite carta non era, infatti, riconducibile all’utilizzo dello strumento di pagamento, bensì alla messa a disposizione di un servizio che porta con sé un oggettivo valore aggiunto (considerato anche che dal 1° gennaio 2017 la società ha interrotto la funzione di incasso presso gli sportelli fisici). Inoltre, l’art. 19 della Direttiva 2011/83/UE (cd. Direttiva *Consumer Rights*), recepito con la norma di cui all’art. 62 del Codice del Consumo, dispone che gli Stati membri vietino ai professionisti di imporre ai consumatori, in relazione all’uso di determinati strumenti di pagamento, tariffe che superino quelle sostenute dal professionista per l’uso di detti strumenti in ciò legittimando la condotta di A2A Energia S.p.A..

È di inizio gennaio la notizia dell’accoglimento da parte del Consiglio di Stato del ricorso presentato da ACI (Automobile Club d’Italia) contro la decisione del TAR Lazio che aveva confermato la validità del provvedimento con cui AGCM aveva sanzionato l’operatore per violazione della citata disposizione del Codice del Consumo.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Attribuzioni ad ARERA dei poteri di regolazione e controllo nel settore dei rifiuti urbani

L'art. 1, comma 527, della Legge n. 205 del 2017 (Legge di Bilancio 2018) ha assegnato ad ARERA poteri di regolazione e controllo sul ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Nel 2019 ARERA ha pubblicato i primi provvedimenti in tema di regolazione tariffaria e trasparenza verso gli utenti, facendo seguito alla convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, alla pubblicazione di documenti di consultazione (DCO) e di ricognizione che, stante la *governance* complessa del settore, sono stati trasmessi al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

Anagrafica operatori: apertura ai Gestori del servizio integrato

L'Anagrafica operatori è l'unico punto di accesso ai servizi online e alle raccolte dati istituito da ARERA, creato allo scopo di dematerializzare i flussi informativi, così da renderli sempre più sicuri e riservati sotto l'aspetto informatico. Tutti i soggetti che svolgono attività nei settori elettrico, gas, idrico, teleriscaldamento e teleraffrescamento e rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, devono accreditarsi presso l'Anagrafica operatori per potere accedere alle singole raccolte dati dell'Autorità.

Dal 3 luglio 2019 ARERA, in applicazione della Delibera 715/2018/R/Rif, ha esteso l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica anche ai gestori, ivi compresi i Comuni, che gestiscono in economia i servizi connessi al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, e che svolgono le attività di raccolta e trasporto, spazzamento delle strade, spedizione transfrontaliera, recupero e smaltimento oltre che agli Enti di Governo degli Ambiti Territoriali Ottimali (EGATO).

Raccolte dati

Richiesta di informazioni in merito al servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati

La Delibera 714/2018/R/rif ha avviato una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati (impianti TMB, di incenerimento e discariche – in un secondo momento dovrebbe essere avviata una richiesta anche per gli impianti di trattamento delle frazioni differenziate) tramite apposita modulistica successivamente adottata con Determina n. 1/2019.

L'indagine è finalizzata ad acquisire gli elementi funzionali sia alla regolazione delle condizioni di accesso, sia all'espletamento delle funzioni di controllo intestate all'Autorità, con particolare riferimento ai prezzi praticati dai gestori agli utenti.

Richiesta di informazioni in merito alla qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani per i soggetti che svolgono le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio

Facendo seguito alla Delibera 226/2018/R/rif, la Determina n. 3/2019 ha avviato una richiesta di informazioni agli operatori che al 31 dicembre 2018 svolgevano le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento (inclusi i Comuni in economia), in relazione agli indicatori e standard di qualità garantiti e relative modalità applicative (prevedendo tra le informazioni richieste anche quelle sulla qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti qualora svolte dai soggetti destinatari della raccolta), con l'obiettivo di verificare la diffusione delle Carte della qualità del servizio, individuare eventuali relazioni tra modello di organizzazione del servizio e la qualità erogata ed identificare standard qualitativi obbligatori ed omogenei su tutto il territorio nazionale.

Richiesta di informazioni in merito alla qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani per i soggetti che svolgono unicamente l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

A seguito di una disamina effettuata sul settore, la quale ha evidenziato che nella maggior parte dei casi l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti viene svolta dai Comuni, l'Autorità ha ritenuto opportuno completare l'acquisizione dei dati in materia di qualità del servizio disponendo con Determina 4/2019 la compilazione della suddetta raccolta anche per i soggetti che al 31 dicembre 2018 svolgevano unicamente il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

Metodo Tariffario Rifiuti per il periodo 2018-2021 (MTR)

La Delibera 443/2019/R/rif ha definito il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti (MTR), definendo *"i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per*

il periodo 2018-2021". Il provvedimento, frutto del procedimento avviato con Delibera 225/2018/R/rif e definito a valle dei DCO 713/2018/R/rif e 351/2019/R/rif, si applica alle entrate tariffarie 2020, compatibilmente con le tempistiche previste dalla normativa per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza è stata prorogata al 30 aprile 2020 a seguito della legge di conversione del DL Fiscale n. 124/2019.

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie⁵ e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di:

- spazzamento e lavaggio strade,
- raccolta e trasporto,
- trattamento e recupero dei rifiuti urbani,
- trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani,
- gestione tariffe e dei rapporti con gli utenti.

Altre attività come la derattizzazione, lo sgombero neve, la disinfestazione zanzare, la pulizia giardini, ecc. sono considerate *esterne* al ciclo integrato dei rifiuti urbani e, quindi, non sottoposte al perimetro di regolazione.

I costi di trattamento e smaltimento sono definiti in via transitoria *as is* nelle more della fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti prevista nel 2020 con decorrenza 1° gennaio 2021.

MTR si basa sul principio del *full cost recovery* e stabilisce che le entrate tariffarie possono crescere di anno in anno tramite l'applicazione del meccanismo del *price cap* entro un certo limite massimo all'incremento. Gli Enti territorialmente competenti possono presentare all'ARERA istanza per il superamento di detto limite, qualora lo ritengano necessario per assicurare il raggiungimento dei previsti miglioramenti di qualità ovvero per sostenere il processo di integrazione delle attività gestite.

Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

- *rab-based* con riconoscimento di costi operativi, quota ammortamenti e remunerazione del capitale investito (WACC al 6,3%, cui va sommato un 1% per investimenti successivi al 31 dicembre 2017 legato al *lag regolatorio*);
- costi Incentivanti (COI) basati su logica previsionale che consentono di inserire nella tariffa costi previsionali non ancora consuntivati, fermi restando meccanismi di successive verifiche;
- *sharing* dei ricavi da vendita di materiale ed energia in un *range* tra 40%-70% che consente ai Gestori di trattenere una parte dei proventi, anche in funzione della qualità di differenziata conferita. La percentuale di *sharing* deve essere stabilita dall'Ente territorialmente competente;
- conguagli sugli anni 2018 e 2019, calcolati sulla base della differenza tra i costi previsti dai PEF 2018 e 2019 e i costi consuntivati nel 2017 inflazionati, da applicare secondo meccanismi di gradualità sulla base di indicatori di efficienza della gestione tenuto conto delle valutazioni dell'Ente territorialmente competente.

La procedura di approvazione prevede la trasmissione del PEF da parte del Gestore all'Ente territorialmente competente il quale – dopo le verifiche di correttezza, completezza e congruità dei dati – lo invia, unitamente ai corrispettivi tariffari, ad ARERA per l'approvazione.

In data 30 dicembre 2019 AMSA S.p.A. e A2A Ambiente S.p.A. hanno, singolarmente e per diverse motivazioni, presentato ricorso al TAR Lombardia verso la Delibera 443/2019/R/rif. I ricorsi sono completati da istanza di sospensione cautelare dell'efficacia del provvedimento in considerazione del potenziale danno economico provocato alle società⁶.

5 MTR è in continuità con il D.P.R. 27 aprile n. 158/99 ma prevede per la predisposizione dei PEF l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie e non i costi previsionali.

6 Poiché molte variabili si definiranno a seguito delle interlocuzioni con gli Enti territorialmente competenti, l'effetto economico del provvedimento sarà noto entro il 30 aprile, data ultima per l'invio del PEF da parte del Gestore.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

Testo integrato in tema di trasparenza verso gli utenti nel servizio di gestione dei rifiuti (TITR)

La Delibera 444/2019/R/rif disciplina gli obblighi di trasparenza verso gli utenti tramite l'istituzione del *Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti* (TITR) per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023 (in via sperimentale fino al 31 dicembre 2020). Gli obblighi si applicano al Gestore del servizio integrato dei rifiuti (inclusi i Comuni in economia) e al Gestore che svolge la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora tali attività siano gestite da soggetti distinti (inclusi i Comuni che spesso sono titolari di tale attività).

I Gestori dovranno attivare tutti gli strumenti necessari per rendere accessibili e comprensibili i documenti e le informazioni agli utenti, tramite la pubblicazione di contenuti informativi minimi obbligatori da rendere disponibili (i.e. inerenti gli aspetti generali di gestione dei servizi operativi, la Carta della qualità del servizio, la modalità di calcolo della TARI, le *performance* ambientali della gestione ecc.) attraverso siti *web*, documenti di riscossione e comunicazioni agli utenti per variazioni di rilievo nello svolgimento delle attività. Vengono, inoltre, regolate le tempistiche di scambio delle informazioni nel caso di operatori diversi per le singole attività del servizio di gestione rifiuti.

Contributo all'onere per il funzionamento di ARERA

Con Delibera 355/2019/A recante "*Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente dovuto per l'anno 2019 dai soggetti operanti nei settori di competenza*", ARERA ha stabilito per la prima volta l'aliquota del contributo per gli oneri di funzionamento dell'Autorità anche a carico dei soggetti esercenti il ciclo dei rifiuti pari allo 0,30‰ dei ricavi risultanti dai bilanci relativi agli esercizi 2017 e 2018 per il calcolo dei contributi relativi alle annualità 2018 e 2019. Tali importi saranno coperti dalle entrate tariffarie.

Incentivazione del biometano utilizzato nel settore dei trasporti

Il DM 2 marzo 2018 provvede a riformare la disciplina di incentivazione del biometano orientandola in modo esclusivo all'utilizzo nel settore dei trasporti, per favorire il raggiungimento dell'obiettivo del 10% di consumo di energia rinnovabile nei trasporti al 2020, previsto dalla Direttiva 2009/28/CE. In particolare, il DM:

- modifica le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo di biocarburanti e biocarburanti avanzati a carico dei distributori di carburanti (da assolvere direttamente o mediante i cosiddetti Certificati di Immissione al Consumo - CIC). In particolare, una quota d'obbligo pari ad almeno il 75% deve essere assolta attraverso l'immissione di biometano avanzato, ossia biometano ottenuto da rifiuti e residui organici e da agricoltura (tra cui FORSU);
- rivede i meccanismi di incentivazione distinti per il biometano e il biometano avanzato, prodotti da impianti nuovi che dovranno entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2022, o da impianti esistenti alimentati da biogas sottoposti a riconversione. Gli incentivi si applicano fino ad una quantità massima di biometano immesso pari a 1,1 miliardi di metri cubi/anno.

Per quanto concerne il biometano non avanzato il produttore provvede alla vendita diretta del gas ai titolari di impianti di distribuzione di carburanti e in aggiunta ottiene il rilascio dei CIC corrispondenti al biometano immesso in rete, nella misura di 1 CIC per 10 GCal di carburante.

Per quanto concerne il biometano avanzato, in alternativa alla vendita diretta (comunque possibile), è previsto il "ritiro dedicato" da parte del GSE, fino alla soglia di quantità massima incentivabile pari alla quota d'obbligo del 75% di cui sopra. Il GSE corrisponde al produttore per 10 anni un prezzo pari a quello medio ponderato registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MP-GAS) del GME nel mese di cessione, ridotto del 5%, e in aggiunta riconosce un valore dei CIC pari a 375 euro/titolo, conteggiando 1 titolo per 5 GCal di biometano avanzato ("doppio conteggio" rispetto alla valorizzazione del biometano che non si qualifica avanzato). Nel caso del biometano avanzato, per ciascun impianto non sarà possibile accedere agli incentivi per la parte eccedente la produzione annua massima di 150 mila tonnellate di biocarburante.

Il GME dovrà predisporre e gestire una piattaforma di mercato per la contrattazione dei CIC riconosciuti al biometano e al biometano avanzato che non accede al ritiro da parte del GSE.

In data 18 giugno 2018, il GSE ha pubblicato le Procedure Applicative per la qualifica degli impianti di produzione e l'incentivazione del biometano mediante l'ottenimento dei CIC. A partire da luglio 2018 è, inoltre, disponibile il Portale Biometano per l'invio delle richieste di qualifica degli impianti.

A completamento del quadro in materia di incentivazione, nel mese di dicembre 2018 sono stati pubblicati gli schemi di contratto che il GSE stipulerà con i produttori per la regolazione dell'incentivo sull'immissione in consumo di biometano avanzato nella rete del gas naturale, con destinazione specifica nei trasporti mediante riconoscimento del valore dei CIC.

A2A Ambiente S.p.A. ha in progetto la realizzazione di impianti di produzione di biometano da FORSU, tramite processi di fermentazione anaerobica, per una produzione complessiva annua di 20 milioni di mc di gas. Il biometano prodotto sarà utilizzato ai fini del trasporto, in parte anche per la flotta di automezzi a metano del Gruppo A2A. Tra gli aspetti critici, si segnalano le tempistiche per le autorizzazioni integrate ambientali (AIA), che possono protrarre i tempi per l'entrata in esercizio degli impianti in prossimità della scadenza per l'ottenimento degli incentivi al 2022.

L'interesse del Gruppo A2A nella filiera del biometano è confermato anche dalla stipula, in data 20 giugno 2018, del Protocollo d'Intesa con Coldiretti, Bonifiche Ferraresi, Snam e GSE per creare la prima filiera italiana di biometano agricolo. Partendo dall'utilizzo degli scarti delle coltivazioni e degli allevamenti l'iniziativa punta alla realizzazione di nuovi impianti di produzione e distribuzione del biometano per alimentare auto private, flotte di trasporto pubblico e macchine agricole. A2A, alla luce del percorso già intrapreso nell'economia circolare, metterà a fattor comune il proprio *know-how* come *utility* di riferimento per modelli sostenibili di produzione, distribuzione e riciclo.

End of Waste ovvero cessazione della qualifica di rifiuto

A seguito della Sentenza del Consiglio di Stato n. 1229/2018 (febbraio 2018) – secondo la quale l'art. 184-ter del D.Lgs. 152/2006 non consentirebbe alle Amministrazioni locali di autorizzare la *cessazione della qualifica di rifiuto* (c.d. *end of waste* - EoW) "caso per caso", essendo tali criteri necessariamente stabiliti a livello statale o europeo –, si è creato uno "stallo" normativo ed una rilevante incertezza per gli investimenti nel settore del recupero dei rifiuti.

Tale situazione è apparsa ancor più paradossale dal momento che la nuova Direttiva 851/2018 del Pacchetto UE sull'Economia Circolare (che sarà recepita entro luglio 2020) ha previsto il c.d. "caso per caso", avendo quindi *in nuce* le potenzialità per una risoluzione della problematica sollevata dalla sentenza del Consiglio di Stato.

Per superare questa *impasse*, a seguito della forte preoccupazione del settore, nell'ambito della conversione del DL "Sblocca Cantieri" è stato approvato un emendamento che rivede il comma 3 dell'articolo 184-ter del D.Lgs. 152/2006. La portata di questa previsione è, tuttavia, limitata: essa, infatti, prende come riferimento le tipologie di rifiuti, di operazioni di recupero e prodotti ottenuti disciplinati dai DM 5 febbraio 1998, 12 giugno 2002, n. 161, e 17 novembre 2005, n. 269, senza intercettare gli aspetti di innovazione tecnologica che hanno caratterizzato i nuovi processi tecnologici di recupero attivati nel periodo intercorrente tra la pubblicazione dei suddetti Decreti ed oggi. Con tale modifica, i processi non previsti dalla normativa semplificata (DM 5 febbraio 1998) non avrebbero potuto ricorrere alla possibilità di richiedere autorizzazioni "caso per caso" rilasciate dagli Enti locali competenti.

A ciò si è aggiunto il rischio di revoca per le autorizzazioni "caso per caso" già rilasciate: la norma introdotta rimanda al MATTM per l'emanazione del DM recante le Linee guida sulla base delle quali, entro i successivi 12 mesi, i titolari delle nuove autorizzazioni rilasciate in conformità ai DM sopra richiamati dovranno presentare all'Autorità competente istanza di aggiornamento.

Nel frattempo, con il Decreto n. 6785 del 15 maggio 2019, la Regione Lombardia ha disposto che le Autorità competenti possano autorizzare la produzione di biometano, anche da impianti di trattamento dei rifiuti, utilizzando i criteri fissati dal DM 2 marzo 2018 (si veda paragrafo precedente). Nel mese di giugno, un medesimo provvedimento è stato adottato dalla Regione Lazio. La conformità di questi decreti all'art. 184-ter del D.Lgs. 152/2006 è, tuttavia, controversa.

Recependo ancora una volta le preoccupazioni del settore sul perdurare della situazione di incertezza per gli investimenti, il 2 novembre 2019 è stata pubblicata la Legge 128/2019 di conversione del DL "Salva Imprese", che all'art. 14 contiene la riforma della "cessazione della qualifica di rifiuto" con la quale, in coerenza con la Direttiva 851/2018, viene abrogata la precedente misura contenuta nel DL "Sblocca Cantieri" e viene reintrodotta la possibilità del "caso per caso" in procedura ordinaria (ex. art. 208 TUA o AIA) in capo alle amministrazioni competenti (Provincia/Regione), nel rispetto di determinate prescrizioni. Nel Decreto vengono, inoltre, fatte salve le autorizzazioni in essere e quelle in corso di rinnovo (o per le quali verrà richiesto il rinnovo entro 120 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento).

Tuttavia a livello centrale (MATTM) vengono attribuiti compiti di accertamento e di controllo, da effettuare col supporto di ISPRA, relativamente al rispetto dei requisiti previsti dalla Direttiva 851/2018

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

e della conformità con le autorizzazioni rilasciate, che possono portare a prescrizioni vincolanti per Amministrazioni ed imprese fino alla revoca delle autorizzazioni stesse. Tale previsione, inserita a garanzia del coordinamento centrale delle autorizzazioni rilasciate a livello locale, non elimina il rischio per gli investimenti derivante dalla possibile revoca ex post dell'autorizzazione.

Ricadute del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10 sulla disciplina inerente gli incentivi agli impianti in regime CIP6

La risoluzione del contenzioso relativo all'introduzione del coefficiente riduttivo k alla componente indicizzata della QE (materia prima gas) per gli anni termici 2010-11 e 2011-12 di cui alla Delibera ARG/gas 89/10 (cfr. paragrafo dedicato nella sezione BU GENERAZIONE E TRADING) ha prodotto effetti anche con riferimento alle modalità di quantificazione della componente CEC del prezzo di cessione di cui al Provvedimento del CIP 6/92, determinato sulla base dei valori della QE pubblicata dall'Autorità ai sensi del DM MiSE 20 novembre 2012.

Il TAR Lazio, in sede di disamina dei ricorsi presentati da società del Gruppo A2A avverso il DM MiSE 20 novembre 2012, ha rigettato i profili di illegittimità evidenziati dalle ricorrenti ad eccezione del solo motivo inerente l'applicazione del coefficiente k . Il TAR, infatti, pur confermando la bontà del rinvio da parte del DM al riferimento del TIVG per quantificare il prezzo del gas, ha ribadito l'illegittimità del coefficiente k già affermato dalle precedenti sentenze TAR 665/13 e CdS 4825/16.

In ragione della rideterminazione, ora per allora, del coefficiente k operata dall'Autorità con Delibera 737/2017/R/gas, in data 8 gennaio 2018 è stata inviata al GSE la richiesta di conguaglio con riferimento al CEC corrisposto ai termovalorizzatori del Gruppo A2A che all'epoca erano in regime CIP 6/92.

GSE, MiSE, ARERA e CSEA hanno presentato appello al Consiglio di Stato avverso la sopra citata sentenza del TAR Lazio che aveva accolto i ricorsi presentati dalle società del Gruppo A2A limitatamente ai rilievi inerenti il coefficiente k , contestando l'estensione del contenzioso inerente la Delibera ARG/gas 89/10 al settore ambientale. Si attende la fissazione dell'udienza.

Pacchetto UE sull'Economia Circolare e percorso di recepimento nell'ordinamento nazionale

Il 14 giugno 2018 è stato pubblicato il Pacchetto UE sull'Economia Circolare composto da:

- 4 Direttive in materia di rifiuti (Direttiva 2018/849 su veicoli fuori uso/pile/RAEE, Direttiva 2018/850 sulle discariche, Direttiva 2018/851 sui rifiuti, Direttiva 2018/852 sugli imballaggi);
- 1 Regolamento relativo all'omologazione e alla vigilanza del mercato dei veicoli.

Le misure sono mirate a favorire l'applicazione della gerarchia dei rifiuti (prevenzione, riuso, riciclo, recupero energetico, discarica) anche attraverso appositi strumenti legislativi e finanziari, ed in quest'ottica sono fissati alcuni obiettivi comuni per l'Unione Europea:

- riciclo di almeno il 55% dei rifiuti urbani entro il 2025. Questa quota è destinata a salire al 60% entro il 2030 e al 65% entro il 2035;
- riciclo del 65% dei rifiuti di imballaggi entro il 2025 (70% entro il 2030) con obiettivi diversificati per materiale.

Le nuove regole riguardano anche le discariche e prevedono un obiettivo vincolante di riduzione dello smaltimento in discarica: gli Stati Membri dovranno assicurare che dal 2030 non vengano più conferiti in discarica i rifiuti riciclabili e che dal 2035 la quota complessiva di rifiuti urbani destinati alle discariche non ecceda il 10%.

Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento del principio della Responsabilità Estesa del Produttore attraverso la quale i produttori sono chiamati a partecipare alla gestione organizzativa e finanziaria della fase del ciclo di vita in cui il prodotto diventa un rifiuto.

Le Direttive dovranno essere recepite nell'ordinamento dei Paesi Membri entro il 5 luglio 2020. A tal fine, la Legge n. 117 del 4 ottobre 2019 (anche Legge di delegazione europea 2018) fissa agli articoli 14, 15 e 16 i principi e i criteri che il Parlamento indirizza al Governo per la delega all'attuazione delle suddette direttive UE.

Parallelamente il MATTM ha avviato un percorso consultivo con i diversi *stakeholder* per valutare le (ampie) modifiche che dovranno essere apportate al D.Lgs. n. 152 del 2006 (Testo Unico Ambiente TUA) per recepire le disposizioni comunitarie, oltre agli interventi di adeguamento dell'impianto normativo alle nuove esigenze del settore.

Chiusura dell'istruttoria I831 AGCM nei confronti di Linea Ambiente S.r.l., LGH S.p.A., A2A S.p.A. (con coinvolgimento di A2A Ambiente S.p.A. nelle attività ispettive) per ipotesi di intesa nelle gare bandite da AMA S.p.A. per l'assegnazione dei servizi di trattamento e smaltimento

In data 12 dicembre 2018 AGCM ha avviato nei confronti di Linea Ambiente S.r.l., LGH S.p.A., A2A S.p.A., CORE S.p.A., Herambiente S.p.A., Hera S.p.A., Rea Dalmine S.p.A. e Sogliano Ambiente S.p.A. un procedimento istruttorio per l'accertamento di una presunta intesa restrittiva della concorrenza, in violazione dell'art. 101 TFUE.

AGCM si è attivata su segnalazione di AMA S.p.A. (società detenuta al 100% dal Comune di Roma ed operante nei servizi ambientali) in merito agli esiti di due procedure di gara (nn. 17 e 40/2018) dalla stessa indette ed aventi ad oggetto i servizi di trattamento del rifiuto indifferenziato (RUR) e di recupero o smaltimento di scarti, FOS (Frazione Organica Stabilizzata) e CDR prodotti dai TMB di proprietà della stessa AMA S.p.A. nonché il trasporto di tali materiali agli impianti di trattamento.

Il provvedimento ipotizzava che le società indagate avessero posto in essere un'attività di coordinamento volta all'astensione dalla partecipazione alle sopra menzionate gare, con la conseguente aggiudicazione dei medesimi servizi a seguito di trattativa privata a condizioni più onerose. AMA S.p.A. aveva, infine, contrattualizzato alcuni dei servizi con un RTI (già suo fornitore di servizi di trattamento e smaltimento in esito ad un bando del 2016) di cui fanno parte anche Herambiente S.p.A. e Linea Ambiente S.p.A..

L'Autorità ha, pertanto, deliberato l'effettuazione di verifiche ispettive in data 18 dicembre 2018. Non sono state oggetto di verifica le sedi di LGH S.p.A. mentre è stata coinvolta nell'ispezione anche A2A Ambiente S.p.A., non parte in causa del procedimento, avendo l'Autorità ritenuto potesse risultare in possesso di documenti rilevanti ai fini della corretta ricostruzione dei fatti.

Con Provvedimento del 20 dicembre 2019 e notificato alle Parti il 14 gennaio 2020, l'AGCM ha chiuso il procedimento I831 senza riscontrare le infrazioni ipotizzate nell'avvio.

L'Autorità ha ritenuto, infatti, che gli scambi informativi fra i componenti del RTI in relazione alle gare di AMA S.p.A. a partire dal 2016 non rivelino alcun contenuto anticoncorrenziale, inteso come volontà di strumentalizzare in maniera concertata l'astensione dalle gare. Inoltre, gli accertamenti svolti hanno confermato la plausibilità delle motivazioni addotte dalle Parti in merito alla scelta di non rispondere agli appalti di AMA S.p.A., che risulta sostenuta da considerazioni di carattere tecnico (criticità operative sperimentate nella pregressa gestione degli affidamenti con la società, che comportano un aggravio dei costi a carico del fornitore) ed economico (importi base d'asta non compatibili con le dinamiche del mercato e, dunque, non adeguatamente remunerativi in relazione alla commessa).

Decreto Ministeriale 15 maggio 2019, n. 62 – Regolamento recante disciplina della cessazione della qualifica di rifiuto da prodotti assorbenti per la persona (PAP), ai sensi dell'articolo 184-ter, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152

Il Regolamento che disciplina la cessazione della qualifica di rifiuto dei prodotti assorbenti per la persona (PAP) è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 158 dell'8 luglio 2019 ed è entrato in vigore il 23 luglio 2019. In base alla nuova disciplina, i prodotti assorbenti per la persona, per cessare di essere considerati rifiuti ed essere invece qualificati come plastiche eterogenee a base di poliolefine, polimero super assorbente (Sap) o cellulosa, devono essere sottoposti a un trattamento rispettoso dei requisiti tecnici generali stabiliti nell'Allegato 1 del provvedimento e dei requisiti tecnici specifici per i tre materiali indicati rispettivamente negli Allegati 2, 3 e 4.

Regolamento CEE/UE 5 giugno 2019, n. 1009 – Regolamento (UE) 2019/1009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che stabilisce norme relative alla messa a disposizione sul mercato di prodotti fertilizzanti dell'UE, che modifica i regolamenti (CE) n. 1069/2009 e (CE) n. 1107/2009 e che abroga il regolamento (CE) n. 2003/2003

Il Regolamento definisce condizioni armonizzate per la messa a disposizione sul mercato europeo di fertilizzanti ottenuti da materiali riciclati o organici, allo scopo di incentivarne l'impiego in un'ottica

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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 economia circolare. Il Regolamento si applica ai prodotti fertilizzanti che recano la marcatura CE, mentre non si applica ai sottoprodotti di origine animale né ai prodotti fitosanitari. In particolare, il Regolamento definisce, all'articolo 19, i criteri *end of waste* per i rifiuti contenuti nei prodotti fertilizzanti conformi UE. I rifiuti in questione cessano di essere tali nel momento in cui viene redatta la dichiarazione UE di conformità del prodotto fertilizzante (Allegati 4 e 5). L'efficacia dell'art. 19 e i connessi allegati saranno efficaci a partire dal 16 luglio 2022.

Legge 4 ottobre 2019, n. 117 – Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea, Legge di delegazione europea 2018

Dal 2 novembre è entrata in vigore la L. 4 ottobre 2019, n. 117, che contiene alcune importantissime novità, con particolare riferimento alle direttive *"Circular Economy"*. Trattandosi di una legge delega, essa obbliga il Governo ad emanare, entro i quattro mesi antecedenti a quello di recepimento indicato in ciascuna delle direttive richiamate nell'allegato A del decreto stesso, oppure entro il 2 febbraio 2020 in caso di direttive i cui termini sono già scaduti, decreti legislativi di recepimento di numerose direttive europee, la maggior parte delle quali in campo ambientale.

Tra gli articoli della legge di delegazione Europea, probabilmente il più rilevante è l'articolo 16 poiché contiene i criteri direttivi per recepire, entro il 5 aprile 2020, la Direttiva UE 2018/851 (sui rifiuti) e la Direttiva 2018/852 (sugli imballaggi) e determina quindi i principi che dovrebbero essere contenuti nei successivi D.Lgs.. Tali principi, ad oggi, non possiedono un valore "precettivo", ma un mero valore "interpretativo", peraltro di valore primario.

Nell'articolo vengono trattati molti temi di interesse quali la riforma della responsabilità estesa del produttore del prodotto, il sistema di tracciabilità informatica dei rifiuti (con particolare riferimento ai FIR e MUD), l'acquisizione dei dati relativi alle autorizzazioni nel registro elettronico nazionale, la revisione del sistema sanzionatorio, nonché la riforma delle definizioni e classificazioni e la modifica della disciplina dell'assimilazione dei rifiuti speciali agli urbani. Di assoluta importanza anche le nuove disposizioni in argomento di EoW che comportano che *"tutte le autorizzazioni in essere alla data di entrata in vigore del D.Lgs., siano fatte salve e possano essere rinnovate, unitamente alle autorizzazioni per le quali sia stata presentata l'istanza di rinnovo alla stessa data, nelle more dell'adozione dei decreti"* e *"nel rispetto dei criteri generali di cui all'art. 184-ter del T.U.A."*.

Direttiva(UE) 2019/1937 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2019 – Riguardante la protezione delle persone che segnalano violazioni del diritto dell'Unione

La Direttiva ha la principale finalità di proteggere i dipendenti dalle segnalazioni fatte in relazione alle violazioni del diritto ambientale nel corso dell'attività lavorativa, attraverso il sistema del *whistleblowing* che è stato introdotto in Italia con la L. 179/2017. Le aziende, se non già presente in relazione ai propri modelli di organizzazione e controllo (MOG 231), dovranno dotarsi di un sistema di comunicazione della segnalazione a protezione del lavoratore e di difesa da eventuali ritorsioni per l'attività del segnalatore. Dovranno essere previste anche le modalità e le condizioni in cui sarà ammissibile la segnalazione della violazione da parte di soggetti esterni.

Decisione CEE/CEEA/CECA 12 novembre 2019, n. 2010 – Migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per l'incenerimento dei rifiuti

Con tale decisione, la Commissione ha approvato le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (*Best Available Techniques*, BAT) per l'incenerimento dei rifiuti, riportate nell'Allegato alla Decisione. Le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili fungono da riferimento per stabilire le condizioni di autorizzazione per le installazioni di cui al capo II della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali. Le autorità competenti dovrebbero quindi fissare valori limite di emissione tali da garantire che, in condizioni di esercizio normali, non si superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT. Gli impianti esistenti (ossia quelli autorizzati prima della pubblicazione delle conclusioni sulle BAT) hanno quattro anni di tempo per conformarsi alle nuove norme, le nuove installazioni (ossia quelle autorizzate per la prima volta dopo la pubblicazione delle conclusioni sulle BAT) devono invece conformarsi immediatamente ai nuovi requisiti.

Delibera SNPA del 27 novembre 2019 n. 61 – Linee guida sulla classificazione dei rifiuti

Il 24 dicembre 2019 è stata pubblicata sul sito del SNPA la presente Delibera che ha lo scopo di dettare le linee guida sulla classificazione dei rifiuti. La Linea Guida ha come principale obiettivo quello di produrre manualistica per l’armonizzazione, l’efficacia, l’efficienza e l’omogeneità dei sistemi di controllo e della loro gestione nel territorio nazionale, nonché il continuo aggiornamento, in coerenza con il quadro normativo nazionale e sovranazionale, delle modalità operative del Sistema nazionale e delle attività degli altri soggetti tecnici operanti nella materia ambientale. Il provvedimento si compone di 4 capitoli e di 4 appendici e, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, individua un approccio metodologico per la classificazione dei rifiuti, comprensivo di schemi procedurali utili ai fini dell’attribuzione del codice e per la valutazione della pericolosità. Fornisce una versione commentata dell’elenco europeo dei rifiuti di cui alla decisione 2000/532/CE, riporta esempi di classificazione di alcune tipologie di rifiuti di particolare rilevanza ed individua i criteri metodologici per la valutazione delle singole caratteristiche di pericolo e degli inquinanti organici persistenti.

D.Lgs. Governo 5 dicembre 2019, n. 163 – Disciplina sanzionatoria per la violazione delle disposizioni di cui al regolamento (UE) n. 517/2014 sui gas fluorurati a effetto serra e che abroga il regolamento (CE) n. 842/2006

Il 17 gennaio 2020 entra in vigore il Regolamento che prevede le sanzioni sui gas fluorurati ad effetto serra e che si allinea al Regolamento UE/517/2014 e al D.P.R. 146/2018.

Il testo prevede sanzioni amministrative pecuniarie per la violazione degli obblighi in materia di prevenzione delle emissioni e di sistemi di rilevamento delle perdite.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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 (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 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.

Anche in considerazione di tali novità normative ed 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 - è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che gestisce le attività di distribuzione e misura di energia elettrica e del gas.

Le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni in esame sono state oggetto di consultazione sin dal 2017 con l'avvio di diverse raccolte dati. L'Autorità è orientata a considerare i dati di costo efficiente degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. La liquidazione degli importi è attesa entro il 2020.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2019

La Delibera 128/2019/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2019 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

È stata azzerata la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori (cfr. paragrafo successivo). Allo stesso modo, come stabilito dalla Delibera 904/2017/R/gas, continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi operativi e di capitale relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici.

Le tariffe provvisorie 2019 sottendono un WACC del 6,3% per l'attività di distribuzione e del 6,8% per la misura (Delibera 639/2018/R/com di aggiornamento del WACC con decorrenza 2019).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe provvisorie 2019 <i>milioni di euro</i>	Unareti	ASVT	LD Reti	Gruppo ACSM-AGAM ^(*)	Totale
Capitale Centralizzato	49	1	11	13	74
RAB Distribuzione	810	11	161	181	1.163
RAB Misura	136	1	23	24	184
Totale	995	13	195	218	1.421

(*) include le società Le Reti S.p.A. (società nata il 1° gennaio 2020 dalla fusione tra Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. e Lario Reti Gas S.r.l.), Serenissima Gas S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l..

Infine, le Delibere 711/2018/R/eel e 571/2019/R/gas hanno determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2019 e il 2020.

Riconoscimento dei costi operativi di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2016

A valle di apposite raccolte dati effettuate da ARERA nel corso del 2018, e successivamente alla trasmissione delle relative risultanze istruttorie del luglio 2019, la Delibera 537/2019/R/gas ha definito gli ammontari riconosciuti agli operatori a copertura dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori sostenuti negli anni 2011-2016 e non già coperti dall'ordinario sistema tariffario.

Tali importi, insieme a quelli relativi al periodo 2011-2013, già riconosciuti in precedenza ed eventualmente non ancora liquidati, ammontano complessivamente per i distributori del Gruppo A2A a circa 3,2 milioni di euro (di cui 2,1 milioni di euro relativi ad Unareti S.p.A.) e saranno considerati ad integra-

zione del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di misura e gestiti da CSEA nell’ambito delle perequazioni dei ricavi di misura 2019 e, conseguentemente, incassati a fine 2020.

Nel 2020 è atteso l’avvio della raccolta dati relativa ai medesimi costi sostenuti negli anni 2017-2019.

Nuovo periodo regolatorio in materia tariffaria relativo al servizio di distribuzione e misura del gas per il V periodo di regolazione (2020-2025)

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 con cui ARERA ha definito il quadro regolatorio applicabile in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025. Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- costi operativi riconosciuti: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi registrati nel 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L’aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del *price-cap* considerando, oltre all’inflazione rilevata nel periodo, anche un *X-Factor* differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, dimensione dell’operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo regolatorio precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti per ogni *cluster* operatore/densità territorio servito ed un aumento degli *X-Factor* relativi alla distribuzione e alla commercializzazione, mentre per la misura viene confermato il livello attuale (nel caso di Unareti S.p.A. si passa da 32,79 €/PDR riconosciuto nel 2019 a 26,55 €/PDR del 2020);
- costi di capitale: revisione del parametro *beta* ai fini del calcolo del WACC nell’attività di misura che scende al 6,3%, ossia ad un livello pari a quello vigente per l’attività di distribuzione. Ai fini del calcolo del capitale investito oggetto di remunerazione, nonché delle relative quote di ammortamento, viene definito uno specifico meccanismo per il rilascio graduale, in un orizzonte di lungo periodo che travalica il singolo periodo regolatorio, dell’ammontare di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 attualmente non considerato nel calcolo delle tariffe.

Ulteriori interventi di interesse hanno contemplato:

- l’adozione di meccanismi di riconoscimento degli investimenti relativi a turboespansori basati su costi standard che riflettano il costo evitato dell’installazione di espansori tradizionali. Verrà, inoltre, approfondita la compatibilità dell’attività di produzione di energia elettrica da parte di distributori gas con le previsioni normative in tema di *unbundling* funzionale;
- il riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch* che eccedono, a livello di numero, quelle effettuate nel 2018. La valorizzazione della singola lettura che eccede il livello del 2018 è pari a € 5/ lettura *switch*, in linea con quanto previsto dalla regolazione previgente;
- la conferma degli attuali costi standard validi ai fini della determinazione degli investimenti relativi agli *smart meter* gas e modifica dei pesi per la ponderazione di tali costi con quelli effettivamente sostenuti dagli operatori (dall’attuale 40 (standard): 60 (effettivi) a 30:70);
- la conferma del riconoscimento a consuntivo, entro i limiti di un *cap* decrescente nel tempo, dei costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telelettura/telegestione degli *smart meter* gas e previsione, nelle more della definizione degli importi da riconoscere ai singoli operatori, di un sistema di acconti calibrati sulla base degli ultimi dati disponibili (attualmente il 2016);
- il riconoscimento a piè di lista dei costi relativi alle verifiche metrologiche previste dalla normativa vigente per il triennio 2020-2022. Nelle more della definizione degli importi puntuali da riconoscere ai singoli operatori, viene istituito un sistema di acconti.

L’Autorità con la medesima delibera di approvazione della nuova RTDG ha dato avvio anche ad:

- un procedimento finalizzato all’introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022;
- un procedimento per la riforma del sistema tariffario (eventualmente con decorrenza 2023), valutando, tra l’altro, la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti, nonché una possibile revisione degli ambiti tariffari, nell’ottica di ridurre gli ambiti di socializzazione ai limiti della concessione per ATEM.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Nuovo periodo regolatorio in materia di qualità del servizio di distribuzione e misura del gas per il V periodo di regolazione (2020-2025)

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 con cui ARERA ha definito il quadro regolatorio applicabile in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025. Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità riguardano la qualità tecnica e sono così sintetizzabili:

- qualità tecnica: vengono introdotti due nuovi indicatori di sicurezza relativi alla vita residua media della rete gestita e un nuovo obbligo di servizio relativo all'eliminazione delle dispersioni rilevate nei tempi previsti dalle norme tecniche vigenti pro tempore. Vengono, inoltre, introdotti specifici obblighi in materia di monitoraggio della pressione di esercizio della rete esercita in bassa pressione, in materia di messa in protezione catodica efficace della rete in acciaio in bassa pressione e in materia di sostituzione o risanamento della rete in materiali non ammessi dalle norme tecniche vigenti in materia. È previsto l'aggiornamento di alcuni parametri rilevanti dei meccanismi di premio-penalità già esistenti ed incentivanti il numero di misure del grado di odorizzazione del gas e la diminuzione delle dispersioni. Infine, viene modificata la gradualità nella diminuzione di eventuali premi in caso di accadimento di incidenti da gas.

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

La Delibera 522/2017/R/gas ha apportato alcune modifiche alla RQDG 2014-2019 finalizzate a favorire il miglioramento della *performance* dell'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza luglio 2017 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 per i misuratori c.d. accessibili 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 (l'Autorità considera gli *smart meter* gas in ogni caso accessibili, indipendentemente dalla loro effettiva collocazione fisica).

Con decorrenza 2018 e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, 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 nel corso dell'anno. In caso contrario, per tali punti il distributore è obbligato alla sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici (in aggiunta agli obblighi 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 annua a carico del distributore pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito, fino alla sostituzione del misuratore.

Con medesima decorrenza è stato introdotto uno specifico monitoraggio della *performance* del servizio di misura allo scopo di una possibile pubblicazione comparativa di tali indicatori.

Con l'approvazione della nuova RQDG 2020-2025 (cfr. paragrafo precedente), l'Autorità ha modificato il quadro regolatorio appena descritto con decorrenza 1° gennaio 2020 nell'ottica di una complessiva revisione della regolazione applicabile al processo di misura del gas. Sono confermate transitoriamente le regole previgenti in materia di obblighi di raccolta del dato di misura da misuratori parzialmente o non accessibili e le relative penalità - come descritte in precedenza - mentre vengono eliminati gli obblighi di monitoraggio e comunicazione relativi ai misuratori accessibili. Alla luce di tali modifiche, viene adeguato anche l'ambito di applicazione di tale regolazione, escludendone le imprese distributrici del gas naturale con meno di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2019.

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2023) e tariffe di riferimento 2019 e 2020

La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato la disciplina applicabile alla definizione delle tariffe di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023 (V periodo regolatorio - RTTG). Le principali novità introdotte sono sintetizzate come segue:

- definizione dei ricavi ammessi: il metodo adottato, simile a quello attuale, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC: 5,7%, come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati a partire dai costi effettivi *ex unbundling* 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto sono valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas. Sono previsti meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale (inizialmente *input-based* per poi passare ad una logica *output-based* nel corso del periodo regolatorio);
- riconoscimento dei costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato: viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura di tali partite, passando ad un riconoscimento monetario basato sul prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento;
- meccanismi di perequazione: oltre ai meccanismi pre-esistenti relativi alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale (tra TSO e CSEA), alla misura (tra TSO) e del corrispettivo unitario variabile (tra TSO) viene introdotto nuovo un flusso mensile dalle imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas S.p.A. a quest'ultima per la perequazione dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzato a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto che riscuotono il gettito derivante dal corrispettivo CPU alle imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete nazionale.

La nuova RTTG ha introdotto una serie di novità in merito al calcolo della tariffa (dal metodo a «matrice» al metodo CWD – *Capacity Weighted Distance*), alla struttura tariffaria (scompare la componente CRr, dato che i costi totali della rete regionale sono completamente allocati alla componente capacitativa CPU applicata all'uscita dalla rete, introdotta la componente CVfc volumetrica) e alle modalità di applicazione (applicazione della CPU ai punti di uscita dalla rete, CV applicato ai volumi prelevati ecc.).

La nuova RTTG ha previsto anche una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi finalizzati a garantire, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe fissate dall'Autorità, ivi compresi i ricavi da scostamento:

- fino al termine del IV periodo regolatorio: tali importi venivano rateizzati in 4 rate annuali. L'ammontare relativo ad un singolo anno era poi sottratto direttamente dai ricavi ammessi per il medesimo anno;
- a partire dal V periodo regolatorio: eliminazione della rateizzazione e gestione di queste differenze direttamente con CSEA nell'anno successivo rispetto l'anno di riferimento. I ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

Ciò comporta, quindi, (i) la necessità di chiudere le partite ancora aperte al 2019 (i.e. tutto l'ammontare dei FC relativi al 2018 e le rate residue relative al periodo 2014-2017) e (ii) l'aumento dei ricavi ammessi totali nel 2020 rispetto al 2019. Tuttavia, a fronte di questo aumento, va ricordato che la gestione dei FC avviene su base annuale direttamente con CSEA. Ciò ha comportato, per Retragas S.p.A., un'uscita di cassa nel 2019 pari a circa 3 milioni di euro, di competenza del 2020.

A valle della definizione del nuovo quadro regolatorio, la Delibera 201/2019/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2020, mentre quelli del 2019 erano stati approvati dalla Delibera 390/2018/R/gas.

Valore della RAB per Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe 2019 definitive e alle tariffe 2020 provvisorie <i>milioni di euro</i>	2019	2020
RAB Trasporto Gas	41	43
RAB Misura Trasporto Gas	2	1
Totale	43	44

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2023)

La Delibera 554/2019/R/gas ha definito il quadro regolatorio relativo alla qualità tecnica e commerciale del servizio di trasporto del gas per gli anni 2020-2023. Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità riguardano il rafforzamento delle disposizioni in materia di sicurezza, nonché la razionalizzazione e semplificazione di alcuni aspetti della regolazione della continuità del servizio e della qualità commerciale:

Sicurezza:

- introduzione di nuovi indicatori, dei relativi metodi di calcolo e della relativa documentazione a supporto in materia di sorveglianza e ispezione, anche invasiva, della rete gestita;
- introduzione di nuovi e ulteriori obblighi di *disclosure* a favore degli *stakeholder* in materia di odorizzazione, con la previsione, in particolare, della redazione e pubblicazione sul proprio sito internet di un dettagliato Piano di Odorizzazione semestrale;
- introduzione dell'obbligo di disporre di apposite procedure operative, nel rispetto delle norme tecniche vigenti, relative ai principali e maggiormente critici processi operativi del TSO (tra cui gestione del pronto intervento/emergenze di servizio/incidenti da gas; odorizzazione del gas ove previsto; sorveglianza e ispezione, invasiva e non, della rete ecc.).

Continuità:

- revisione complessiva delle disposizioni in materia di erogazione del servizio di trasporto alternativo tramite carro bombolaio, con attribuzione delle relative responsabilità in capo al TSO, nonché di obblighi di leale e fattuale collaborazione in capo agli utenti del trasporto, i quali tra l'altro periodicamente dovranno dichiarare esplicitamente di non voler usufruire di tale servizio;
- riduzione graduale (in 2 anni) della soglia di capacità conferita ai PDR al di sopra della quale vige l'obbligo di monitoraggio del valore della pressione minima su base oraria, prevedendo specifici obblighi di comunicazione e trasparenza in materia;
- differenziazione degli indennizzi automatici per tipologia di PDR (cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto o *city gate*) e definizione di specifiche regole per il versamento degli indennizzi relativi ai *city gate* (destinati al "conto qualità servizi gas"). L'indennizzo è ora parametrato al corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto.

Qualità Commerciale:

- introduzione di nuovi standard specifici e delle relative modalità di calcolo. In particolare: (i) standard relativo al tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento; (ii) standard relativo alla durata del malfunzionamento di un applicativo informatico; (iii) standard relativo al tempo di risposta motivata ai reclami scritti. È, inoltre, ridotto da 15 a 10 gg lavorativi il livello applicabile allo standard "tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura". Infine, alcuni standard preesistenti sono unificati nello standard "tempo di risposta motivata a richieste scritte".

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) dove saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal c.d. Regolamento gare (DM 12 novembre 2011, n. 226). 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 succedutesi in materia di calcolo del VIR (soprattutto per 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'ATEM ed offerti in sede di gara.

Il D.L. 210/2015 (c.d. 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 ha, inoltre, solo parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica (CB) proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i CB 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 sull'ATEM 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 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, la Delibera 571/2014/R/gas ha proposto una modifica in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti ma tale proposta non è stata 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, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti articolando le disposizioni in materia in 2 testi integrati contenenti le regole, rispettivamente, per la valutazione del rimborso e per la valutazione del bando di gara.

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), nonché 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 ritenendone infondati i motivi. 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 quelle nazionali in merito alla decurtazione - retroattiva - dei contributi pubblici e privati dal valore di rimborso. La Corte di Giustizia Europea, con sentenza del 21 marzo 2019, ne ha dichiarato la compatibilità e la questione, quindi, è ritornata al Consiglio di Stato che, con la sentenza 6315 pubblicata il 23 settembre 2019, ha rigettato l'appello proposto dalla Società.

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 stata posticipata più volte, anche per tener conto dell'esito del giudizio relativo all'aggiudicazione della gara sull'ATEM Milano 1 (cfr. paragrafo successivo) e, attualmente, è fissata al 30 settembre 2020.

Gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale: ATEM Milano 1

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 ATEM in cui Unareti S.p.A. è l'attuale gestore, tra cui Milano 1 - Città e Impianto di Milano (Gazzetta Ufficiale UE del 26 dicembre 2015).

L'importo contrattuale per l'intero periodo di affidamento 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, dopo varie proroghe, era stata fissata per il 16 gennaio 2017. Nel rispetto di tale scadenza hanno depositato la propria offerta Unareti S.p.A. e 2i Reti Gas S.p.A. che gestiva un'unica località dell'ATEM (Cinisello Balsamo pari a circa il 4% dei PDR a gara). In data 5 settembre 2018 il Comune di Milano ha aggiudicato la gara ad Unareti S.p.A. con un punteggio complessivo di 98,12 punti su 100.

2i Reti Gas ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia contestando anche l'ammissione di Unareti S.p.A. alla gara. A fronte di ciò, Unareti S.p.A. ha proposto ricorso incidentale, evidenziando l'illegittimità, sotto vari profili, dell'ammissione di 2i Rete Gas alla procedura stessa. Con sentenza n. 02398

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

pubblicata il 5 dicembre 2019 il TAR Lombardia ha accolto entrambi i ricorsi escludendo entrambi i concorrenti ma facendo salva la possibilità di ulteriori provvedimenti della stazione appaltante in merito ai motivi che hanno determinato l'esclusione di Unareti S.p.A. dalla gara.

Istanza di restituzione di parte della sanzione amministrativa comminata ad AEM Gas S.p.A. per violazione delle disposizioni in materia di qualità tecnica e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale a seguito dell'evento di Via Lomellina a Milano del 2006

A giugno 2019 Unareti S.p.A. ha presentato istanza al MiSE per la restituzione di parte della sanzione pari a 1.493.000 euro, versata in data 25 luglio 2008 dalla società (già A2A Reti Gas S.p.A., già AEM Distribuzione Gas e Calore S.p.A.) all'Agenzia delle Entrate, ai sensi della Deliberazione VIS n. 46/08, per violazione di alcune disposizioni in materia di qualità tecnica e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale succedute all'evento di Via Lomellina a Milano del 2006.

La sanzione era, infatti, stata successivamente oggetto di rideterminazione, nella misura di 734.000 euro, con provvedimento dell'Autorità n. 569/2013/S/gas, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 03007/2011, di annullamento della precedente deliberazione - nella parte relativa alla determinazione dell'importo.

L'importo oggetto della richiesta di rimborso, pari alla differenza tra la sanzione comminata nel 2008 e la sanzione rideterminata nel 2013, ammonta a 759.000 euro, cui dovranno essere sommati gli interessi legali maturati dalla data del versamento della sanzione inizialmente determinata, fino alla data di restituzione di quanto indebitamente versato.

Procedimento sanzionatorio, chiuso con procedura semplificata, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale

Nel mese di febbraio 2017 l'Autorità ha effettuato una visita ispettiva presso Unareti S.p.A. finalizzata a verificare la coerenza, rispetto a quanto previsto dalla regolazione, delle modalità di rilevazione, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura gas adottate dalla società per gli anni 2014-2016. In particolare, la verifica verteva sull'effettuazione del numero minimo di tentativi di raccolta del dato di misura, il rispetto dell'intervallo massimo tra due tentativi consecutivi, la messa a disposizione dei dati ai soggetti esercenti la vendita e la corresponsione degli indennizzi automatici. Successivamente, sono state effettuate ulteriori richieste di integrazioni dati cui la società ha sempre fornito un rapido e completo riscontro.

All'esito delle verifiche e dell'analisi dei dati, sono emersi alcuni limitati casi di non conformità alle disposizioni regolatorie di cui al TIVG. Conseguentemente, con la Determina 13/2019 DSAI è stata determinata la sanzione e, considerata la natura del procedimento, è stata riconosciuta ad Unareti S.p.A. la possibilità di effettuare il pagamento della stessa nella misura ridotta di un terzo, pari a 32.000 euro, rinunciando alle ulteriori formalità e provvedendo a sanare le condotte contestate. Il pagamento della sanzione, effettuato entro i termini fissati dalla determina, ha determinato l'estinzione del procedimento sanzionatorio.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2019

La Delibera 117/2019/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2019 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

Le tariffe provvisorie 2019 sottendono un WACC del 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com con decorrenza 2019) e sulla base della regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

Valore della RAB elettrica (*) sottesa alle tariffe provvisorie 2019 milioni di euro	Unareti	LD Reti	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	529	34	12	575
RAB Misura	61	3	2	66
Totale	590	37	14	641

(*) Stima delle società.

Per quanto riguarda gli operatori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale in tariffa. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione saranno calcolate tramite un metodo parametrico in base al quale *opex* e *capex* riconosciuti saranno fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (*opex*) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (*capex*), mentre quelle per l'attività di misura terranno conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT e di un loro costo medio. Il passaggio a questo metodo avverrà in via graduale nel periodo 2018–2023. Attualmente, si è in attesa delle delibere di approvazione delle tariffe. La stessa Delibera ha previsto che per i distributori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD si applichi il regime individuale.

Le Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel hanno definito le tariffe obbligatorie 2019, rispettivamente, per i clienti finali non domestici e domestici mentre la Delibera 568/2019/R/eel ha fissato le medesime per l'anno 2020.

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

La Delibera 568/2019/R/eel approva la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC⁷⁾. Il provvedimento – che è in sostanza continuità con i criteri adottati nel primo semiperiodo 2016-2019 (NPR1) - definisce in particolare:

- i livelli iniziali, riferiti al 2020, del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, un *profit sharing* con ripartizione simmetrica (50:50) tra imprese distributrici ed utenti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel precedente NPR1 e il tasso di recupero di produttività (*X-Factor*) per il loro aggiornamento annuale. Il nuovo *X-Factor* applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (e.g. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammasso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensione, con la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni;
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, in base ad una gradualità di applicazione (tra il 2021 e 2022) per tener conto delle problematiche segnalate in sede di consultazione.

Sono stati, altresì, effettuati limitati interventi in materia di *tariff design*, in particolare per la ricarica dei veicoli elettrici.

L'Autorità, infine, ha ritenuto opportuno demandare a successivi documenti per la consultazione la tematica relativa all'introduzione graduale del nuovo approccio regolatorio, definito "*Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*", basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo *output-based* (c.d. TOTEX).

7 TIT (Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), TIME (Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura), TIC (Condizioni Economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

Testo Integrato Qualità Elettrica 2016-2023 e suo aggiornamento per il semiperiodo 2020-2023

La Delibera 646/2015/R/eel (TIQE 2016–2023) ha introdotto numerose disposizioni volte alla promozione selettiva (ed innovativa) degli investimenti sulle reti di distribuzione.

Con Delibera 566/2019/R/eel ARERA ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE con particolare focus all'introduzione di specifiche misure volte alla riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese, attraverso strumenti regolatori *ad hoc*. In particolare, è stata definita, per gli ambiti con il maggior numero di interruzioni, una regolazione speciale a carattere volontario che prevede:

- a) l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale in caso di mancato conseguimento;
- b) la possibilità di richiedere all'Autorità la posticipazione dell'anno target al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di una Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

Quanto indicato alla lettera b), avrebbe un impatto positivo per Unareti S.p.A. soprattutto per quanto riguarda l'ambito di Milano che nel 2018 è stato oggetto di penalità pari a circa 986.000 euro.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una regolazione per esperimenti, mutuamente esclusiva con la regolazione speciale sopra descritta, in aree individuate dai distributori. Nel dettaglio, fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per l'anno 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione attuale ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

Ai fini dell'adesione al meccanismo sono stabilite precise finestre temporali: entro 30 aprile 2020 per applicazione dal 2020 ed entro 28 febbraio 2021 per applicazione dal 2021. In caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento presentato dal distributore, non viene erogata nessuna premialità mentre è previsto il versamento delle penalità che si sarebbero conseguite nello stesso periodo, in assenza della temporanea deroga concessa alla regolazione ordinaria.

Infine, per quanto riguarda la regolazione della qualità del servizio e, in particolare, quella applicabile in caso di interruzioni prolungate a seguito di disservizi dovuti a cause di forza maggiore, la Delibera 553/2019/R/eel ha dato esecuzione alla sentenza del Tar Lombardia n. 1901/2019 di annullamento della Delibera 127/2017/R/eel, che aveva sensibilmente aumentato gli indennizzi da riconoscere agli utenti BT e MT a carico dei distributori, riducendo, di conseguenza, la possibilità per quest'ultimi di socializzare l'onere attraverso il ricorso al Fondo Eventi Eccezionali. L'Autorità, anche a seguito di una fase di consultazione e di una richiesta di informazioni alle imprese, ha confermato, a decorrere dal 20 dicembre 2019, la disciplina di cui alla Delibera 127/2017/R/eel introducendo delle migliori volte a rimuovere alcune sproporzioni nel dimensionamento degli indennizzi spettanti agli utenti.

Piani di Resilienza per la rete elettrica

Il TIQE 2016-2023 contiene anche iniziative volte ad aumentare la resilienza del sistema elettrico: nello specifico, il Titolo 10 è stato oggetto di significative integrazioni allo scopo di definire l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi ed idonei meccanismi di incentivazione.

La Determina 2/2017 DIEU ha approvato le *"Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima"*. Tale documento, emanato anche in conseguenza delle evidenze emerse da uno specifico tavolo tecnico (Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD, tra cui Unareti S.p.A.), illustra la metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete e per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi.

L'Autorità ha successivamente emanato il DCO 645/2017/R/eel in materia di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione e sul tema è intervenuto anche il MiSE con un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi che richiedeva ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica l'integrazione dei propri piani di sviluppo con un'apposita sezione, molto analitica e soggetta a monitoraggio, dedicata agli interventi per l'incremento della resilienza e la robustezza della rete.

A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) introduce l’obbligo per tutte le principali imprese distributrici⁸ di predisporre, e comunicare periodicamente all’Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna o con il distributore di riferimento; ii) prevede un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall’obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

Ad integrazione la Delibera 668/2018/R/eel ha definito un’incentivazione economica di tipo premi/penali per gli interventi di incremento della resilienza basata su:

- a) specifici criteri finalizzati a identificare quali interventi possano essere considerati eleggibili al meccanismo incentivante;
- b) un metodo di calcolo di premi e penali dimensionati rispettivamente ad una quota percentuale del beneficio netto del singolo intervento effettuato nelle tempistiche stabilite e del valore attuale netto dei costi consuntivati in base all’ampiezza del ritardo.

Al momento gli obblighi di sviluppo dei piani per la resilienza sono riferibili al solo aspetto della tenuta delle reti di distribuzione alle sollecitazioni meccaniche (ossia a specifici fattori critici di rischio quali allagamenti, caduta alberi fuori fascia, manicotti di ghiaccio ed ondate di calore), mentre per quello relativo alla tempestività del ripristino della fornitura si rimanda a successivi provvedimenti.

Unareti S.p.A. entro il 30 giugno 2019 ha provveduto all’invio del Piano 2019-2021.

La Delibera 534/2019/R/eel definisce gli interventi di incremento della resilienza relativi ai Piani 2019-2021 eleggibili a premio e/o penalità, di E-Distribuzione S.p.A., Areti S.p.A., Unareti S.p.A., Ireti S.p.A. e SET Distribuzione S.p.A.. Inoltre, oltre al tetto già in vigore per i premi netti totali di ciascun distributore, ARERA ha confermato la definizione del limite massimo al premio di un singolo intervento, ponendolo pari al costo dello stesso (al fine di evitare il riconoscimento di una sovra-remunerazione superiore al costo dell’intervento già coperto in RAB).

Infine, con riferimento alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi e di versamento delle penali, la Delibera ha previsto che, entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025, l’Autorità determini per ogni principale distributore i premi e le penalità da versare sul conto “Qualità dei servizi elettrici” presso la CSEA, relativi agli interventi eleggibili, con data di effettivo completamento nell’anno precedente. Con successiva Delibera 566/2019/R/eel è stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale di durata triennale (1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022) in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti. La Delibera porta a compimento un percorso molto lungo, avviato nel 2016 in sede di definizione dell’attuale quadro regolatorio in materia di qualità del servizio e poi proseguito attraverso un intenso confronto, anche tramite specifiche consultazioni, con gli operatori.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all’effettuazione di tali interventi, l’Autorità ha previsto un meccanismo incentivante in base al quale il distributore:

- dovrà versare al condominio un importo a copertura dei costi sostenuti da quest’ultimo relativamente alle opere edili di demolizione/ripristino (ed eventualmente elettriche in caso di centralizzazione) in misura pari al minore tra quanto effettivamente speso ed un importo parametrico calcolato in base al numero utenti e al livello di pregio dello stabile);
- si vedrà riconosciuto tale importo nell’ambito dei meccanismi tariffari⁹, previa conclusione entro il 30 settembre 2022 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

⁸ Per le “principali imprese distributrici” si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

⁹ Le opere edili saranno riconosciute in RAB attraverso la loro contabilizzazione nel cespite fittizio “Colonne Montanti Vetuste”, mentre i costi sostenuti per l’attività di censimento delle colonne montanti saranno coperti con un contributo di 20 €/condominio censito (legati al completamento del censimento, nonché alla corretta conservazione delle informazioni per 5 anni) e con un ulteriore contributo pari a 70 €/condominio censito da includere però tra i costi capitalizzabili nel suddetto cespite “Colonne Montanti Vetuste”.

Lettera agli Azionisti

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
Mercato

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

La maggior parte degli interventi saranno effettuati da Unareti S.p.A. nell'area di Milano, la più critica a causa del maggior numero di «utenti singoli», connessi alla rete tramite colonna montante di proprietà del distributore (una prima ricognizione ha portato alla quantificazione su Milano di circa 16.800 stabili per oltre 27.000 colonne montanti).

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

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

- a. i requisiti funzionali e le specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (versione 2.0);
- b. i livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G).

In merito ai requisiti funzionali l'Autorità, a valle di opportuni approfondimenti effettuati anche con l'AGCOM, con la Delibera 409/2019/R/eel ha reputato non opportuno prevedere obblighi puntuali relativamente ad una versione "2.1" dello *smart meter* 2G, dando al contempo mandato al CEI di costituire un gruppo di lavoro per la verifica di fattibilità della realizzazione, da parte di soggetti terzi rispetto alle imprese distributrici, di un "coprimorsetti *smart*" (i.e. un coprimorsetti che integra in sé il dispositivo utente e che sia di facile installazione).

La Delibera 646/2016/R/eel definisce le modalità di riconoscimento dei costi applicabili agli *smart meter* 2G, successivamente aggiornate per il periodo 2020-2022 dalla Delibera 306/2019/R/eel per tener conto, tra l'altro, delle differenze esistenti tra il principale DSO (che ha elaborato ed avviato il proprio piano di messa in servizio di *smart meter* 2G nel 2017) ed i restanti operatori.

Le principali disposizioni in materia di riconoscimento dei costi sono così sintetizzabili:

- presenza di obblighi relativi all'avvio/conclusione della fase massiva del piano di sostituzione. In particolare, per i distributori >100.000 POD si ipotizza l'avvio della fase massiva entro il 2022 con l'obiettivo di sostituzione di almeno il 90% dei misuratori esistenti entro il 2025. Gli obblighi per i distributori < 100.000 POD saranno, invece, definiti da un successivo provvedimento;
- obbligo di predisporre degli approfonditi e documentati piani di messa in servizio di un sistema di *smart metering* 2G (PMS2) e di pubblica consultazione degli stessi, nei termini e nei modi definiti dall'Autorità;
- determinazione di una soglia unica per tutti gli operatori per il calcolo della c.d. condizione di spesa massima di capitale per l'ammissione del proprio piano ad una valutazione c.d. *fast track*. Tale soglia è pari a 130 €/misuratore, superando così la precedente metodologia che prevedeva, oltre ad una parte fissa, anche una parte variabile specifica per il singolo operatore;
- specifiche modalità di riconoscimento degli investimenti in *smart meter* 2G, con la possibilità di ottenere premi o penali in base al grado di coerenza tra i costi unitari effettivamente sostenuti rispetto a quelli concordati con l'Autorità, a loro volta definiti a partire dai costi unitari stimati dall'operatore e da quelli stimati dall'Autorità stessa. Inoltre, è previsto uno specifico meccanismo di definizione del numero massimo di misuratori 2G di prima installazione riconoscibili in tariffa per ciascun anno del piano (c.d. Piano Convenzionale – PCO, definito in base al c.d. profilo tariffario di installazione dei misuratori 1G). In tale ambito, alla luce delle criticità derivanti dal metodo precedentemente adottato, è stato introdotto un meccanismo correttivo del PCO che viene modulato in modo da anticipare da fine ad inizio periodo il riconoscimento in tariffa di una parte delle quantità di misuratori complessivamente da sostituire;
- presenza, a partire dal 4° anno del piano, di un meccanismo di penalizzazione in caso di mancato rispetto dei livelli di *performance* fissati dall'Allegato B alla Delibera 87/2016/R/eel (% di letture raccolte entro 24 ore e % di successo delle operazioni di telegestione entro 4 ore). La penalità annua è parametrata alla spesa di capitale ammessa al riconoscimento tariffario e al livello di mancato rispetto degli obblighi. È, altresì, previsto un meccanismo penalizzante in caso di mancato rispetto dell'avanzamento del PMS2. Sono, comunque, presenti tetti annuali e pluriannuali alle penalizzazioni che possono essere comminate all'operatore.

Sono, infine, previste specifiche disposizioni in materia di rendicontazione sia dei costi di capitale che di quelli operativi effettivamente sostenuti in ciascun anno di piano che dei quantitativi fisici di misuratori effettivamente installati.

Unareti S.p.A. ha presentato per l’approvazione il proprio piano entro i tempi stabiliti e il 4 novembre 2019 ha tenuto l’incontro pubblico con gli *stakeholder*. Si tratta della sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024. Attualmente, il piano è in corso di valutazione da parte dell’Autorità.

Nelle more dell’avvio dei piani di sostituzione, l’Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per gli anni 2017-2020, limitando il costo unitario riconosciuto al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l’anno 2015. Similmente, è stato anche 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” (cfr. TIME 2020-2023). Il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018-2020 è pari alla somma di:

- 125% della spesa unitaria media affrontata dall’impresa distributrice nel 2015 per l’approvvigionamento dei misuratori 1G di prima installazione;
- 105% dell’investimento lordo per misuratore 1G, al netto del costo medio per l’approvvigionamento dei misuratori installati, sostenuto nel medesimo anno 2015 (pertanto equivalente al costo di posa).

Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell’energia elettrica ed esazione degli 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 il 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 prevedano la traslazione in capo ai venditori di questa obbligazione e non riconoscendo in questo ambito all’Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore. 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 e gli orientamenti sopra esposti.

L’Autorità è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando contestualmente un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un’adeguata compensazione ai distributori e ai venditori dell’eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS.

Nelle more di una riforma legislativa della disciplina da più parti auspicata, la Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è rivolto alle imprese distributrici che risultino adempienti agli obblighi di versamento degli OGS a partire dai crediti maturati dal 1° gennaio 2016 in relazione a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno da 6 mesi, ed è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato in parte dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell’ammontare per gli anni precedenti, e dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS.

Nell’udienza di merito del 7 novembre 2018 il TAR Lombardia, respingendo il ricorso presentato da Codacons, ha confermato la vigenza del meccanismo introdotto dalla Delibera 50/2018/R/eel. La vigenza della Delibera 109/2017 è, poi, stata ulteriormente riconfermata anche dal TAR Lombardia nel febbraio 2019 con la sentenza n. 270/2019, la quale ha respinto il ricorso di Gala S.p.A.. Tuttavia il medesimo TAR Lombardia l’ha successivamente annullata a luglio 2019 a seguito del ricorso presentato da Repower Vendita Italia S.p.A., ribadendo le medesime motivazioni delle sentenze del 2017, e quindi la contestata traslazione di un obbligo ricadente sui clienti finali in capo ai venditori.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

In ragione degli insoluti contabilizzati nel 2017 da alcuni Utenti del Trasporto, Unareti S.p.A. ha presentato istanza alla CSEA, incassando nel 2018 circa 14,5 milioni di euro a copertura degli OGS versati ma non riscossi dai venditori. A seguito dell'accordo transattivo successivamente stipulato con Gala S.p.A., una parte di tale compensazione è stata, tuttavia, restituita alla CSEA nell'ambito dell'istanza che Unareti S.p.A. ha presentato a luglio 2019.

Titoli di efficienza energetica e contributo tariffario riconosciuto ai distributori per l'adempimento all'obbligo

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dai 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 TEE/CB equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere all'obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB oppure acquistando sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle Energy Service Company – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori ed il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

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.

		Target Nazionali di risparmio energetico	Target per i distributori di energia elettrica ⁽¹⁾	Target per i distributori di gas ⁽¹⁾	Target minimo ⁽²⁾	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua ⁽²⁾
		(Mtep/anno)	Milioni di CB	Milioni di CB	(%)	(n. anni)
Decreto Ministeriale 28 Dicembre 2012	2013	4,60	3,03	2,48	50%	2
	2014	6,20	3,71	3,04	50%	2
	2015	6,60	4,26	3,49	60%	2
	2016	7,60	5,23	4,28	60%	2
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2017	7,14	2,39	2,95	60%	1
	2018	8,32	2,49	3,08	60%	1
	2019	9,71	2,77	3,43	60%	1
	2020	11,19	3,17	3,92	60%	1

1 Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.
2 Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell'anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni.

Il DM 10 maggio 2018 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 prevedendo, dal 1° giugno 2018, la fissazione di un valore massimo (cap) al contributo tariffario pari a 250 €/CB. In aggiunta, dal 15 maggio al 31 maggio il GSE emette CB allo “scoperto” ai distributori che ne fanno richiesta ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad una differenza massima di 15 €.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB “allo scoperto” fino al raggiungimento dell'obbligo minimo, a condizione di essere già in possesso sul proprio conto proprietà di un ammontare di CB pari ad almeno il 30% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, non verrà riconosciuto il contributo tariffario. I distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna di CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE verrà corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso. La restituzione della somma corrisposta al GSE viene effettuata tramite un conguaglio sul contributo tariffario.

Per ciascun soggetto obbligato si conferma la possibilità di adempiere al 30 novembre di ciascun anno fino al 40% dell'obbligo dell'anno in corso e per il 75% delle eventuali quote residue degli anni d'obbligo precedenti. Il DM 10 maggio 2018 re-introduce la possibilità di compensare la quota d'obbligo residua nei due anni d'obbligo successivi.

Con il nuovo DM vengono pubblicate le tipologie di intervento incentivabile con la modalità standardizzata e le relative schede contenenti le modalità di calcolo (tra cui l'installazione di LED per illuminazione anche stradale e le misure comportamentali) applicabili agli interventi con data di avvio della realizzazione successiva alla data di entrata in vigore del DM.

Unareti S.p.A. è il terzo distributore obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei CB.

Gli obblighi di efficienza energetica attribuiti ad Unareti S.p.A. per l'anno d'obbligo 2018 (1° giugno 2018-31 maggio 2019) ammontano a 294.019 TEE. Al 30 novembre 2018, Unareti S.p.A. aveva già annullato 78.300 TEE (pari a circa il 26% dell'obbligo 2018), incassando dalla CSEA 13,7 milioni di euro (a fronte di un contributo tariffario in acconto di 175 €/TEE, definito nella Delibera 487/2018/R/efr). Al 31 maggio 2019 sono stati annullati i TEE corrispondenti alla compensazione del 2016 (92.739 TEE) ed è stato raggiunto l'obbligo minimo (60%) del 2018 grazie all'acquisto dal GSE di una quantità di TEE (98.080) "allo scoperto". Anche gli altri soggetti obbligati del Gruppo A2A (Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A., Lario Reti Gas S.p.A. e LD Reti S.p.A.) hanno correttamente adempiuto all'obbligo, ivi inclusa la compensazione dell'anno 2016.

Nel corso del 2019 sono stati, pertanto, liquidati ai distributori del Gruppo A2A circa 59,5 milioni di euro da parte di CSEA a titolo di contributo tariffario.

Con la Determina del 10 luglio 2019, n. 4/2019/DMRT/efc, l'Autorità ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2018 pari a 248,89 €/TEE a fronte di un prezzo di mercato che si è attestato stabilmente intorno ai 259 €/TEE. Per via del cap al contributo tariffario su un livello inferiore alla media dei prezzi di mercato (o dei contratti bilaterali), il meccanismo regolatorio non permette la copertura dei costi generando una perdita economica in capo ai distributori pari ad oltre 11 €/TEE sia per i CB acquistati sul mercato sia per quelli ritirati "allo scoperto" dal GSE.

La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare per l'anno d'obbligo 2019:

Soggetto Obbligato	Obbligo TEE 2019
Unareti S.p.A. (Ele + Gas)	322.008
Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A.	33.022
Lario Reti Gas S.p.A.	20.649
LD Reti S.p.A.	71.121
Totale	446.800

Lo scorso 2 maggio il MiSE ha pubblicato il Decreto Direttoriale recante la Guida operativa prevista all'articolo 15 del DM 11 gennaio 2017, così come modificato dal DM 10 maggio 2018. La Guida si compone di tre sezioni: a) chiarimenti per la presentazione dei progetti; b) guide settoriali; c) elenco degli interventi non ammissibili. Parallelamente, è stata aggiornata la lista delle tipologie progettuali che accedono al meccanismo.

Il 13 maggio il MiSE ha, inoltre, pubblicato la Guida operativa per l'emissione dei CB "allo scoperto" in cui si prevede che la richiesta che il soggetto obbligato può effettuare al GSE dal 15 al 31 maggio riguarda l'anno d'obbligo in corso (sono, quindi, escluse le compensazioni per gli anni d'obbligo passati), previa verifica del raggiungimento di una quota pari al 30% dell'obbligo minimo (60%).

La Delibera 209/2019/R/efr è intervenuta sul metodo di calcolo del contributo tariffario, con validità dal 1° giugno 2019. In particolare nel calcolo verranno inclusi i quantitativi di TEE oggetto di scambi bilaterali limitatamente a quelli avvenuti ad un prezzo inferiore a 250 €/TEE. Tale modifica è necessaria per l'andamento dei bilaterali il cui livello si è assestato frequentemente sopra i 250 €/TEE, rischiando in tal senso di disallineare le grandezze del rapporto tra quantità (che con il sistema attuale compren-

Lettera agli Azionisti

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
Mercato

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

de anche gli scambi sopra i 250 €/TEE) e prezzi (che non considerano gli scambi sopra i 250 €/TEE) all'interno della formula di calcolo. Per effetto di tale intervento e, quindi, della riduzione del peso dei contratti bilaterali (sotto la soglia del *cap* di 250 €/TEE), si stima un effetto positivo nella formula del calcolo del contributo tariffario pari a circa 1 €/TEE (alle attuali condizioni di mercato, il contributo tariffario dovrebbe avvicinarsi al *cap*).

Il 28 novembre 2019, il TAR Lombardia con sentenza n. 2538, in relazione al ricorso presentato da Acea S.p.A. in qualità di mandataria di Areti S.p.A., ha accolto i profili di illegittimità nella fissazione del *cap* di 250 €/Tep al prezzo dei CB scambiati su mercato e considerabili ai fini del calcolo del contributo tariffario in recepimento del DM MiSE 10 maggio 2018 (cfr. paragrafi precedenti). Per effetto di questa sentenza, viene annullato il succitato *cap* in quanto il MiSE non ha potestà tariffarie specifiche sul tema e l'Autorità avrebbe abdicato all'esercizio della propria potestà regolatoria. La sentenza comporta, inoltre, l'annullamento delle Deliberazioni 487/2018/R/efr e 209/2019/R/efr (limitatamente alle modifiche apportate alla 487/2018), nonché della Determina 4/2019/DMRT/efc che ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2018.

Con Delibera 529/2019/R/efr ARERA ha avviato un procedimento per la riforma del contributo tariffario in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538, confermando il metodo vigente per il contributo tariffario in acconto relativo alla sessione di novembre 2019 oltre alle "Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica" e al "Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica".

Nell'avvio di procedimento viene indicato un percorso volto a ripristinare un quadro regolatorio certo che porterà alla fissazione di un valore del contributo tariffario 2018 che potrà prevedere eventuali conguagli per i soggetti obbligati, oltre a considerare quale *"driver più corretto per la definizione del costo complessivo del meccanismo [...] il costo sostenuto dai distributori che sfruttano la possibilità di acquisto dei TEE non corrispondenti a progetti"* in virtù del fatto che l'indisponibilità di TEE sta indirizzando il mercato verso tali segnali di prezzo pari alla differenza tra 260 €/TEE e il valore del contributo – fino ad un massimo di 15 €/TEE (situazione già verificatasi nello scorso anno d'obbligo).

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del Servizio Idrico Integrato (SII)

Affidamento del SII nella provincia di Brescia e referendum del 18 novembre 2018

In esito alla consultazione referendaria del giugno 2011, è stata disposta l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei relativi quesiti, tra cui l'art. 23-bis del DL n. 112/2008 in materia di affidamento dei servizi pubblici locali di rilevanza economica.

In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del DL n. 179/12 convertito in Legge n. 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate, quali quelli relativi agli affidamenti in capo ad A2A S.p.A., resteranno attivi fino alla scadenza naturale sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) di Brescia, anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. 152/2006 apportate dall'art. 7 del DL n. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 con Delibera n. 14 ha scelto, quale forma di gestione unica del SII nella provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno (fatte salve le salvaguardie di legge) delle altre diverse forme di gestione presenti sul territorio.

Con Delibera n. 35 dell'ottobre 2016, l'EGA ha successivamente affidato il SII ad Acque Bresciane S.r.l., società a totale capitale pubblico che presenta ogni presupposto soggettivo e oggettivo per assicurare la piena conformità al modello cosiddetto *in house providing*. La medesima delibera prevede, in una seconda fase, l'espletamento della gara per la scelta del socio privato per consentire il raggiungimento della gestione in forma di società mista pubblico-privata. È stabilito, inoltre, che le gestioni d'ambito, cosiddette aggregate ad A2A Ciclo Idrico S.p.A., affidate ad Acque Bresciane S.r.l. saranno prese in carico dalla società solo a seguito del riconoscimento al gestore uscente del valore residuo di subentro, determinato dall'EGA, ai sensi della Convenzione per la gestione del SII, che dovrà essere perfezionata non oltre il termine del vigente periodo regolatorio (2016-2019).

In data 18 novembre 2018 nella provincia di Brescia si è svolto un referendum consultivo sulla gestione integralmente pubblica del SII, avvenuto a seguito dell'approvazione, da parte del Consiglio Provinciale, della proposta presentata dal Comitato per l'Acqua Pubblica da parte di 54 Comuni bresciani, rappresentanti almeno il 33% della popolazione residente nella provincia di Brescia. Alla consultazione ha partecipato il 23% degli aventi diritto al voto con la vittoria dei "Sì".

L'Assemblea dei Sindaci dovrà, comunque, approvare la decisione finale sul modello di gestione (misto o *in house providing*) del SII da implementare nella provincia di Brescia a valle dell'esito referendario del 18 novembre 2018.

Aggiornamenti tariffari 2018-2019 e Vincoli ai Ricavi dei Gestori (VRG)

La Delibera 918/2017/R/idr ha definito le procedure per l'aggiornamento delle tariffe per il biennio 2018-2019 a partire dai dati contabili desumibili dai bilanci 2016 e 2017. Con medesima Delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (da 1,5% a 1,74%), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,33%.

La Delibera 86/2019/R/idr ha confermato sia per A2A Ciclo Idrico S.p.A. che per ASVT S.p.A. gli incrementi tariffari annui dell'8,5% anche per il 2018-2019, già approvati con Delibera 807/2016/R/idr. Nel contempo dal 1° gennaio 2017 A2A Ciclo Idrico S.p.A. sta procedendo alla fatturazione delle partite pregresse relative al periodo 2007-2011 approvate dal Consiglio dell'EGA con Delibera 5 luglio 2016, n. 16, e pari a circa 10 milioni di euro/anno per 5 anni.

Per quanto concerne il Gruppo ACSM-AGAM:

- dopo l'approvazione delle tariffe 2012-2019 della ex-Aspem S.p.A. da parte dell'EGA di Varese, dell'Assemblea dei Comuni e della Provincia, si attende la chiusura dell'iter da parte di ARERA (sono stati riconosciuti anche 7,9 milioni di euro di partite pregresse);
- in data 16 ottobre 2019 Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. ha inoltrato all'EGA di Como le proposte tariffarie rideterminate per il periodo 2012-2019 ed è in attesa della loro validazione;
- in data 16 dicembre 2019 l'EGA di Varese ha approvato l'aggiornamento del termine di affidamento per il servizio acquedotto svolto da Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. nei comuni di Casciago e Luviniate per il periodo 1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2023.

<i>milioni di euro</i>	VRG 2018	VRG 2019	RAB 2016 (sottesa a tariffe 2018)	RAB 2017 (sottesa a tariffe 2019)
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	91,4	99,7	257	265
ASVT S.p.A.	8,4	9,03	11,9	15
Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (non incluso Como)	21	23,6	32,2	39

In data 5 dicembre 2019, Garda Uno S.p.A. ha depositato al TAR la Dichiarazione di sopravvenuto difetto di interesse nel ricorso avverso la delibera del C.d.A. dell'Ufficio d'Ambito di Brescia n. 12 del 17 settembre 2015, avente ad oggetto *"Approvazione della quantificazione ai sensi dell'art. 31 dell'All. A della deliberazione AEEGSI 643/13 delle partite di congruaggio tariffario relative al periodo antecedente la regolazione dell'Autorità"*. La rinuncia al TAR ha permesso ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. di estinguere il fondo di accantonamento precedentemente costituito di circa 3,8 milioni di euro.

Approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio MTI-3

La Delibera 580/2019/R/idr ha approvato il Metodo Tariffario del SII (MTI-3) per il terzo periodo regolatorio (2020-2023), definendo le regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento tariffario, nonché i limiti agli incrementi tariffari applicabili (ridotti rispetto ai livelli massimi previsti nel precedente periodo regolatorio).

Nella medesima delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (1,7%), del *beta* (rischiosità relativa del SII pari a 0,79), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,2%.

La disciplina, in continuità con la precedente, ha confermato la durata quadriennale del periodo regolatorio nonché le tempistiche per le predisposizioni tariffarie da parte degli EGA (30 aprile), con un aggiornamento a cadenza biennale.

Lettera agli
Azionisti

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
Mercato*

*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

Le novità principali riguardano:

- la modifica del riconoscimento degli oneri finanziari sui Lavori in Corso (LIC):
 - esclusi dal riconoscimento in tariffa i LIC con saldi che risultino invariati da più di 4 anni;
 - applicazione ai LIC di un tasso più basso rispetto alle immobilizzazioni entrate in esercizio e decrescente nel tempo;
- la redazione, in aggiunta al Piano degli Interventi, di un Piano per le Opere Strategiche (POS) 2020-2027 contenente la previsione degli interventi infrastrutturali dedicati ad opere complesse con vita utile maggiore/uguale a 20 anni prioritarie per la qualità del servizio. I LIC delle opere contenute nel POS beneficiano di un riconoscimento tariffario completo (e non decrescente);
- la modifica delle vite utili regolatorie, per i cespiti entrati in esercizio dal 2020, suddividendo i cespiti tra acquedotto, fognatura, depurazione ed attività comuni ed associandoli al relativo macroindicatore della qualità tecnica e commerciale;
- l'introduzione di un incentivo per le misure messe in atto dal Gestore tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura;
- nel calcolo dei conguagli delle *altre attività idriche* sono state scorporate le attività legate ad obiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, alle quali è riconosciuto al Gestore uno *sharing* pari al 75% della differenza tra i ricavi e i costi sostenuti. I benefici di questo "incentivo" troveranno applicazione nelle tariffe 2022 (a+2).

Dalle prime valutazioni si stima che per il nuovo periodo regolatorio le tariffe di A2A Ciclo idrico S.p.A. e di ASVT S.p.A. avranno una crescita annua inferiore rispetto al precedente.

Revisione dell'articolazione tariffaria

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali su tutto il territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TICSI) in vigore dal 1° gennaio 2018. Il TICSI introduce il concetto di "tariffa pro-capite standard" e prevede:

- la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
- l'applicazione agli utenti domestici residenti di una tariffa pro-capite standard per un periodo transitorio (2018-2021), definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/a) e di una tariffa pro-capite effettiva (calcolo scaglione agevolato: 18,25 mc/a per componente) solo nel caso di autodichiarazione dell'utente in merito al numero dei componenti il nucleo familiare;
- l'articolazione tariffaria a regime dal 2022 con l'applicazione della tariffa pro-capite effettiva a tutti gli utenti domestici residenti;
- la razionalizzazione delle tipologie tariffarie per gli usi diversi dal domestico;
- l'applicazione di una tariffa trinomina (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocatione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi, e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;
- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del gestore, prevedendo due verifiche, una ex ante e una ex post.

L'articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base dei dati forniti dai gestori ed avrebbe dovuto essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018. In caso di ritardo nell'approvazione da parte degli EGA, le annualità relative al 2018 e 2019 dovranno essere riconquagliate con le articolazioni tariffarie successivamente approvate. Nelle aree in cui operano le società del Gruppo A2A, l'ambito di Varese è l'unico in cui è stato concluso l'iter di approvazione dell'articolazione tariffaria ai sensi del TICSI, mediante l'approvazione della Provincia in data 30 luglio 2019.

L'Autorità, a valle del procedimento avviato con Delibera 636/2018/R/idr, nel mese di maggio 2019 ha svolto un specifica attività di ricognizione presso gli EGA volta ad evidenziare l'applicazione tariffaria in conformità del TICS1 da parte degli EGA stessi.

Bonus sociale idrico

La Delibera 897/2017/R/idr dà attuazione al sistema di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica dagli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico (*bonus sociale idrico*), come disposto dal DPCM 13 ottobre 2016.

A partire dal 1° gennaio 2020 potranno accedere all'agevolazione i nuclei familiari residenti con ISEE inferiore a 8.265 euro¹⁰, limite che sale a 20.000 euro per una famiglia con almeno 4 figli fiscalmente a carico, oltre ai titolari di reddito e pensione di cittadinanza. Inoltre, sempre dal 1° gennaio 2020, il decreto fiscale DL 124/2019 ha esteso le riduzioni previste per il bonus sociale idrico oltre ai consumi di acqua (come previsto finora) anche ai costi relativi ai servizi di fognatura e depurazione.

La richiesta deve essere presentata al proprio comune di residenza (o ai Caf delegati) congiuntamente alla domanda per il bonus elettrico e/o gas e permetterà di usufruire di uno sconto in bolletta pari al costo di 18,25 mc/a per ciascun componente il nucleo familiare. Lo sconto sarà erogato direttamente in bolletta per chi ha un contratto diretto, mentre l'utente indiretto (ad esempio chi vive in un condominio e non ha un contratto individuale) riceverà il bonus in un'unica soluzione con le modalità individuate dal proprio Gestore.

Gli EGA hanno facoltà di introdurre (o confermare, qualora fosse già previsto) un bonus idrico integrativo su base locale, quale misura di tutela ulteriore rispetto a quella minima prevista a favore degli utenti in condizioni di vulnerabilità economica dalla regolazione di settore, riconoscendo all'utente un ammontare aggiuntivo o ampliando la soglia ISEE prevista.

Estensione della risoluzione alternativa delle controversie al SII

La Delibera 55/2018/E/idr ha definito la disciplina transitoria in vigore dal 1° luglio 2018 sino al 30 giugno 2019 per l'estensione al SII del sistema di tutele per i consumatori e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie già attive nei settori dell'energia elettrica e del gas (Delibera 209/2016/E/com o Testo Integrato Conciliazione – TICO).

La disciplina ha istituito per il SII, in analogia agli altri settori regolati, dal 1° luglio 2018, il Servizio Conciliazione dell'Autorità attraverso il quale può essere esperito il tentativo di conciliazione per le controversie insorte tra un utente idrico e il suo gestore. Tale disciplina è stata integrata con la Delibera 142/2019/E/idr "*Modalità di attuazione nel settore idrico del sistema di tutele per i reclami e le controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati*", la quale prevede un'applicazione graduale dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione.

Dal 1° luglio 2019, seppure la conciliazione non rappresenti ancora condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria, è stato disposto un obbligo partecipativo dinnanzi al Servizio di Conciliazione presso lo Sportello del Consumatore per tutti i Gestori che servono almeno 300.000 abitanti residenti (A2A Ciclo Idrico S.p.A. rientra in tale obbligo).

Per i gestori sotto-soglia è previsto un obbligo partecipativo volontario, purché tale impegno abbia durata biennale. È, comunque, possibile per tali Gestori non aderire all'obbligo partecipativo volontario e decidere ogni volta se aderire o meno alla conciliazione presso il Servizio di Conciliazione.

Integrazione della disciplina della qualità contrattuale del SII (RQSII)

La Delibera 547/2019/R/idr ha integrato la regolazione della qualità contrattuale del SII al fine di rafforzare la tutela degli interessi dell'utenza e la garanzia di adeguati livelli di *performance* dei Gestori, introducendo un nuovo meccanismo di premi e penalità nel rispetto degli standard minimi previsti dalla Delibera 655/2015/R/idr (RQSII).

Il nuovo meccanismo incentivante è basato sulla costruzione di 2 macro-indicatori, MC1 e MC2, ottenuti aggregando i 42 indicatori semplici previsti dalla RQSII (28 standard specifici, cui sono già associati indennizzi automatici in caso di mancato rispetto, e 14 standard generali):

- MC1 - "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale": composto dagli indicatori afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e disattivazione della fornitura;

10 La Delibera 499/2019 ha innalzato il tetto del valore ISEE per poter beneficiare del bonus sulle bollette di elettricità, gas e acqua: il nuovo valore passa da 8.107,5 euro a 8.265 euro.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

- MC2 – “Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio”: composto dagli indicatori afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte nonché alla gestione dei punti di contatto con l’utenza.

Il meccanismo è simile a quello previsto per la qualità tecnica, nel quale i premi e le penalità sono definiti attraverso stadi successivi di valutazione, distinti per livello di valutazione (base e di eccellenza) e per livello di partenza (obiettivi di mantenimento o di miglioramento). Troverà applicazione dal 1° gennaio 2020 ma la quantificazione dei premi e penali avverrà dal 2022 sulla base delle *performance* realizzate nel biennio precedente. Per i livelli di partenza del primo anno saranno utilizzati i dati di qualità contrattuale del 2018 già trasmessi ad ARERA nel maggio 2019.

La Delibera provvede, inoltre, ad estendere le tutele della RQSII anche ai soggetti che, pur non essendo contrattualizzati, richiedono lo svolgimento di alcune prestazioni propedeutiche alla stipula del contratto di somministrazione.

Estensione della prescrizione biennale anche al SII

La Delibera 547/2019/R/idr, oltre ad integrare la disciplina della RQSII, ha introdotto, a partire dal 1° gennaio 2020, obblighi informativi in capo al Gestore nel caso di prescrizione biennale dei consumi, come disciplinato dalla Legge 27 dicembre 2017, n. 205.

In analogia alla disciplina già introdotta in altri settori regolati (settore elettrico e gas), l’Autorità ha disposto che in caso di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, il Gestore sia tenuto a darne adeguata evidenza della loro presenza in fattura, differenziandoli da quelli relativi a consumi risalenti a meno di due anni. È inoltre stato previsto che gli importi oggetto di prescrizione non possano essere escussi con metodi di incasso pre-autorizzati SEPA *Direct Debit* – SDD (domiciliazione bancaria, postale o su carta di credito).

La Legge prevedeva che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile, tuttavia il comma 295 dell’articolo 1 della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fattispecie, prevedendo di fatto il riconoscimento della prescrizione biennale anche nei casi di accertata responsabilità del cliente.

Regolazione della morosità nel SII

Il DPCM 29 agosto 2016 demanda all’Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l’accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (pari a 50 litri/gg per abitante) per tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

A valle della pubblicazione di tre DCO, la Delibera 311/2019/R/idr (REMSI) ha definito la disciplina di gestione della morosità che entrerà in vigore il 1° gennaio 2020, prevedendo:

- uno specifico iter, con tempistiche ben definite (i.e. sollecito bonario, comunicazione di messa in mora, rateizzazione dei pagamenti, ecc.), che il Gestore deve adottare prima della sospensione del servizio. Qualora l’iter non sia rispettato è riconosciuto all’utente uno specifico indennizzo;
- per le utenze domestiche (diverse dalle non disalimentabili) la sospensione del servizio è possibile unicamente a valle della procedura di limitazione;
- per le utenze condominiali, il Gestore non potrà procedere a limitare/sospendere la fornitura a fronte di pagamenti parziali pari almeno alla metà dell’importo ed effettuati entro la scadenza prevista nella comunicazione di messa in mora.

Legge di Bilancio 2018: Piano nazionale di interventi nel settore idrico

L’art. 1, comma 516, della Legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il “*Piano nazionale di interventi nel settore idrico*”, articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi», per la realizzazione dei seguenti obiettivi prioritari:

- a) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
- b) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;
- c) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

Gli interventi contenuti nel Piano nazionale e segnalati dagli EGA sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/R/idr l'Autorità ha provveduto a redigere un primo elenco degli interventi necessari e urgenti. L'elenco riporta la realizzazione della rete, ad oggi completamente assente, di acquedotto, fognatura e depurazione nel Comune di Calvisano (BS) gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A., a cui è destinato un finanziamento di circa 22 milioni di euro. L'investimento complessivo (21,8 milioni di euro solo per acquedotto a cui si sommano 23,5 milioni di euro per fognatura/depurazione) si svilupperà nel prossimo periodo regolatorio 2020-2023.

La successiva Relazione 252/2019/R/idr ha dettagliato gli importi a valere su ciascuno dei due Capitoli di spesa 2019 e 2020: per il Comune di Calvisano è prevista un'erogazione di due tranche per il 2019 e per il 2020 di 3,8 milioni di euro.

Con il DPCM 1 agosto 2019 "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico - sezione acquedotti" sono stati definitivamente approvati 26 interventi (tra i quali viene confermato l'intervento per il Comune di Calvisano) per un importo complessivo di 80 milioni di euro per le due annualità 2019 e 2020.

La Delibera 425/2019/R/idr ha definito la disciplina per l'erogazione delle risorse necessarie alla realizzazione degli interventi e, a tal fine, è stato istituito presso la CSEA il "Conto per il finanziamento degli interventi del Piano Nazionale, sez. Acquedotti di cui alla Legge 205/17". Successivamente ARERA ha pubblicato la Delibera 512/2019/R/idr con cui autorizza CSEA ad erogare la prima quota di finanziamento agli interventi approvati.

Attività dell'Autorità nella regolazione e controllo del settore del teleriscaldamento/ teleraffrescamento (o telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una regolazione del tipo *RAB based* come quella vigente per gli altri servizi a rete.

Le attribuzioni riguardano, infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore.

All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, fatturazione, accesso ai dati di consumo per gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

Dopo un primo provvedimento (Delibera 282/2017/R/tlr) in materia di sub-fatturazione delle spese di teleriscaldamento tra le unità immobiliari nei condomini, la Delibera 24/2018/R/tlr (TUAR) ha definito i criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso.

Gli esercenti possono determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e i ricavi (in attesa della conclusione del procedimento avviato con Delibera 111/2017/R/tlr in materia di separazione contabile e amministrativa nel servizio di telecalore, i criteri di attribuzione dei costi indiretti possono essere definiti autonomamente dagli esercenti). Contestualmente al preventivo di allacciamento sono introdotti specifici obblighi informativi nei confronti dei clienti circa le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire una valutazione dell'economicità complessiva dello stesso e di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati.

È possibile per il cliente recedere dal contratto con un preavviso di 30 giorni, senza pagamento di alcun corrispettivo o penale richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso della disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica ed eventuali altre parti dell'impianto. Sono esclusi dalla disciplina del recesso i clienti con potenza contrattuale superiore a 1.200 kW. Sono, infine, previsti per gli operatori specifici obblighi di rendicontazione nei confronti dell'Autorità al fine di consentire il monitoraggio del settore e il rispetto della regolazione.

Con Delibera 277/2018/R/tlr l'Autorità ha differito l'entrata in vigore del TUAR dal 1° giugno 2018 al 1° ottobre 2018 con termine del periodo regolatorio al 31 dicembre 2021.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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 661/2018/R/tlr ha definito la regolazione della qualità commerciale (RQCT) per il periodo 1° luglio 2019 – 31 dicembre 2021. Il perimetro di applicazione della disciplina nei confronti dei clienti finali è funzione della dimensione degli esercenti determinata in base alla potenza contrattuale complessiva dei clienti serviti: micro esercenti fino a 6 MW, esercenti di medie dimensioni oltre 6 MW e fino a 50 MW ed esercenti di maggiori dimensioni oltre 50 MW.

Le prestazioni soggette alla qualità commerciale comprendono: i preventivi, l'esecuzione di lavori, le attivazioni, la gestione dei reclami, oltre al pronto intervento.

Sono previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore è commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, al fine di considerare la dimensione dell'utente interessato dalla violazione. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata fino a 50 kW (utenze monofamiliari e condomini piccoli) l'indennizzo è pari a 30 euro. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata superiore a 50 kW e fino a 350 kW l'indennizzo è pari a 70 euro.

Con Delibera 574/2018/R/tlr sono stati approvati gli "Obblighi informativi per i soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (OITLR)", prevedendo al contempo l'abrogazione delle precedenti Delibere 339/2015/R/tlr e 23/2018/R/tlr in un'ottica di razionalizzazione delle disposizioni.

La Delibera 313/2019/R/tlr ha approvato il "*Testo integrato in tema di trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TITT)*" per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2023. Il provvedimento definisce i contenuti minimi dei contratti di fornitura e dei documenti di fatturazione, le modalità di pubblicazione dei prezzi applicati dagli esercenti e di altre informazioni inerenti la qualità del servizio e le prestazioni ambientali. È, inoltre, previsto l'avvio di un sistema di monitoraggio dei prezzi da parte dell'Autorità.

La Delibera 548/2019/R/tlr ha definito, per il periodo 1° luglio 2020 – 31 dicembre 2023 la regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTT) con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio. Gli interventi previsti sono volti a garantire un maggior grado di tutela degli utenti e a favorire la diffusione del servizio attraverso un progressivo incremento delle *performance* del settore e la definizione di standard minimi uniformi a livello nazionale, con un conseguente miglioramento della percezione della qualità del servizio da parte degli utenti.

La Delibera ha introdotto obblighi per l'esercente in tema di pronto intervento, gestione delle interruzioni (con uno specifico standard generale di qualità) e delle dispersioni nonché obblighi di registrazione delle informazioni relative alla sicurezza e alla qualità per la comunicazione annuale all'Autorità.

Nuovi incentivi allo sviluppo di reti di teleriscaldamento

L'articolo 19-decies della Legge 4 dicembre 2017, n. 172, introduce una nuova fattispecie di intervento impiantistico su unità di cogenerazione volto a premiare, tramite il riconoscimento di CB CAR, l'estensione di reti di teleriscaldamento nell'ambito di sistemi di "teleriscaldamento efficiente". Lo schema di incentivazione cui la norma fa riferimento (e che va ad integrare) è quello previsto dal DM 5 settembre 2011 relativo all'incentivazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) attraverso il rilascio dei titoli di efficienza energetica/CB (c.d. DM CAR).

L'articolo 19-decies della Legge definisce gli interventi che possono beneficiare degli incentivi su unità di cogenerazione e che possiedono (tutte) le seguenti caratteristiche:

- non si classificano come "rifacimento" ai sensi del DM CAR;
- comportano un incremento della producibilità termica dell'unità di cogenerazione, finalizzato al mantenimento o raggiungimento di una configurazione di sistema di teleriscaldamento efficiente;
- si abbinano all'estensione della rete di distribuzione del calore, in termini di capacità di trasporto.

Per i suddetti interventi, il DM CAR troverà applicazione "secondo i valori di rendimento fissati nel regolamento delegato (UE) 2015/2402": questo rappresenta la più recente norma di aggiornamento dei valori di efficienza della produzione "separata" (ossia non in cogenerazione) di elettricità e calore.

La nuova norma dovrà trovare attuazione tramite uno specifico DM modificativo del DM CAR che il MiSE avrebbe dovuto adottare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge (ossia 90 giorni dal 4 dicembre 2017).

Verifiche GSE: impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento di Canavese (MI)

L'impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento di Canavese (MI), appartenente ad A2A Calore e Servizi S.p.A., ha ottenuto la qualifica IAFR 5072 dal GSE ai fini dell'ottenimento dei CV ai sensi della Legge 23 agosto 2004 n. 239, e del successivo DM attuativo 24 ottobre 2015. Il periodo di erogazione dell'incentivo è iniziato il 1° gennaio 2011 per una durata di 8 anni.

Nei giorni 12, 13 e 14 marzo 2018 è iniziato un procedimento di verifica mediante sopralluogo da parte del GSE volto ad analizzare sia la qualifica CAR sia l'ottenimento dei CV.

Una lettera di primo esito inviata dal GSE in data 25 marzo 2019 ha comunicato un ricalcolo dei CV per gli anni 2011-2016 ritenendo che non possono essere ammessi a beneficiare dei CV i quantitativi di calore erogati alle utenze allacciate su rete posata successivamente al 31 dicembre 2009 (ovvero questo termine ultimo deve essere riferito alla messa in esercizio non solo della centrale di produzione ma anche della rete di distribuzione posata fino a quel momento).

La società ha inviato una lettera di osservazioni in data 24 giugno 2019 in cui, oltre a contestare l'interpretazione del GSE in merito all'esclusione dal calcolo dell'incentivo il calore afferente ad utenze posate successivamente al 31 dicembre 2009, chiede un ricalcolo dei CV a seguito di un aggiornamento della cartografia e segnala alcune incongruenze nel metodo di calcolo proposto dal GSE.

Sono, in ogni caso, stati accantonati fondi a bilancio per 12,5 milioni di euro tali da coprire eventualmente tutti gli importi che dovessero essere restituiti al GSE (e che relativamente al periodo 2011-2016 ammontano a 11,1 milioni di euro).

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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 Estero

La *Business Unit Estero* comprende le attività svolte dal Gruppo relativamente alla gestione delle partecipazioni detenute da A2A in società estere, unitamente al presidio delle attività di sviluppo internazionale.

Pertanto, la *Business Unit* analizza e seleziona le opportunità di mercato, tali da permettere la fornitura di *know how* e sistemi tecnologici derivanti dai *core business* A2A; particolare *focus* è rivolto alla realizzazione di impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia.

A far data dal 1° luglio 2019 ha efficacia il conferimento del ramo c.d. *Business Unit Estero* di A2A in favore della neo costituita A2Abroad S.p.A., che si occuperà delle attività di sviluppo del Gruppo A2A in ambito internazionale.

Nel 2019 è stata ultimata la fornitura relativa alla progettazione, fornitura, realizzazione e avviamento, in qualità di fornitore sub nominato, di un impianto di trattamento rifiuti da 150.000 t/a di RSU in Spagna. Si prevede di arrivare al collaudo definitivo dell'impianto entro il 2020.

Nel mese di giugno 2019 è stato aggiudicato un ulteriore contratto per la progettazione, fornitura, realizzazione e avviamento, in qualità di fornitore sub nominato, di un impianto di trattamento rifiuti da 78.000 t/a di RSU in Croazia.

Con riferimento all'attività di *service* sugli impianti di trattamento rifiuti nel Regno Unito, nel mese di dicembre 2018 è stato sottoscritto un contratto per prestazioni di servizio e assistenza su impianti di proprietà del cliente Renewi della durata di tre anni, con l'opzione di estensione per ulteriori due esercizi.

Nel corso del 2019 è stato inoltre stipulato un contratto in Scozia per prestazioni di servizi di assistenza *on site* e da remoto con il Dumfries and Galloway Council.

Si sono svolte, inoltre, attività propedeutiche e necessarie alla partecipazione ad altri bandi di gara internazionali.



4

Risultati consolidati
e andamento
della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2019 è variato rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- acquisizione e consolidamento integrale della società Bellariva Enertel 07 S.r.l. proprietaria di un impianto fotovoltaico;
- acquisizione da parte di A2A Energy Solutions S.r.l. (detenuta al 100% da A2A S.p.A.) del 100% di Suncity Energy S.r.l. (consolidamento integrale) e del 26% di Suncity Group S.r.l. (consolidata con il metodo del Patrimonio netto), gruppi attivi nel campo dell'efficienza energetica e dispacciamento;
- consolidamento integrale della società Yada Energia S.r.l., costituita a giugno 2019;
- acquisizione del 45% e valutazione ad *equity* di ASM Energia S.p.A., società commerciale, avvenuta da parte di A2A Energia S.p.A.;
- acquisizione e consolidamento integrale del 100% di Areslab S.r.l. e del 90% di Electrometal S.r.l., società attive nel mercato del trattamento ed analisi dei rifiuti industriali, avvenuta da parte di A2A Ambiente S.p.A..

Inoltre i dati economici al 31 dicembre 2019 risultano non omogenei rispetto all'esercizio precedente per effetto delle seguenti contribuzioni:

- consolidamento integrale del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal 1° luglio 2018;
- consolidamento integrale di un gruppo di società proprietarie di 5 impianti fotovoltaici in Italia tramite A2A Rinnovabili S.p.A. e della società Fair Renew S.r.l. (detenuta al 60%), costituita a luglio 2018;
- acquisizione e consolidamento integrale, da dicembre 2018, da parte della controllata A2A Rinnovabili S.p.A. della società TS energy Italy S.r.l., *holding* di nove società di progetto proprietarie di impianti fotovoltaici;
- consolidamento integrale di A2A Integrambiente S.r.l., partecipata al 74% da A2A Ambiente S.p.A., al 25% da Amsa S.p.A. e all'1% da Aprica S.p.A., al fine di fornire servizi di igiene ambientale;
- consolidamento integrale della NewCo A2Abroad S.p.A., costituita a dicembre 2018.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2019, confrontati con i dati del precedente esercizio.

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	Variazioni
Ricavi	7.324	6.494	830
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	7.122	6.271	851
- Altri ricavi operativi	202	223	(21)
Costi operativi	(5.390)	(4.598)	(792)
Costi per il personale	(700)	(665)	(35)
Margine Operativo Lordo	1.234	1.231	3
Ammortamenti e svalutazioni	(511)	(623)	112
Accantonamenti	(36)	(20)	(16)
Risultato Operativo Netto	687	588	99
Risultato da transazioni non ricorrenti	4	14	(10)
Oneri netti di gestione finanziaria	(114)	(116)	2
Quota di risultato di società consolidate ad equity	4	4	-
Risultato al lordo delle imposte	581	490	91
Oneri per imposte sui redditi	(189)	(157)	(32)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	392	333	59
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	1	21	(20)
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(10)	6
Risultato d’esercizio di pertinenza del Gruppo	389	344	45

Nel 2019 i **Ricavi** del Gruppo A2A sono risultati pari a 7.324 milioni di euro, in aumento del 12,8% rispetto all’anno precedente.

L’aumento dei ricavi è prevalentemente riconducibile alle maggiori vendite su mercato libero, in particolare grandi clienti, ai ricavi da vendita gas grazie ai maggiori volumi venduti sul mercato libero e intermediati sul mercato all’ingrosso, parzialmente compensati dai minori ricavi relativi ai mercati ambientali.

I ricavi del Gruppo ACSM-AGAM, consolidato a partire da luglio 2018, risultano pari a 420 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2018 riferiti al solo secondo semestre post perfezionamento aggregazione).

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 1.234 milioni di euro (1.231 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Il contributo del Gruppo ACSM-AGAM, consolidato a partire dal primo luglio 2018, è stato pari a 69 milioni di euro (41 milioni di euro nel 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (39 milioni di euro nel 2018; 42 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo risulta allineato.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell’esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

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

<i>milioni di euro</i>	31 12 2019	31 12 2018	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	301	370	(69)	(18,6%)
Mercato	229	206	23	11,2%
Ambiente	271	268	3	1,1%
Reti e Calore	461	410	51	12,4%
A2A Smart City	11	11	-	0,0%
Estero	(3)	-	(3)	n.s.
Corporate	(36)	(34)	(2)	5,9%
Totale	1.234	1.231	3	0,2%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 301 milioni di euro, in riduzione di 69 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+14 milioni di euro nel 2019 e +11 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 72 milioni di euro.

L'esercizio in corso è stato fortemente penalizzato dal venir meno del contributo, significativo nell'anno precedente (circa 100 milioni di euro), dei certificati verdi e di altri incentivi (*feed in tariff* impianto di Mese).

La contrazione di marginalità che ne è conseguita, amplificata dai minori margini conseguiti sul mercato dei servizi ancillari ("MSD") e dagli impianti termoelettrici convenzionali, è stata significativamente contenuta dalla *Business Unit* Generazione e *Trading*, grazie ai risultati positivi conseguiti dagli impianti termoelettrici a ciclo combinato, alle maggiori produzioni idroelettriche e al maggiore contributo del settore fotovoltaico.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 229 milioni di euro (206 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Al netto delle partite non ricorrenti (+22 milioni di euro nel 2019 e +30 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 31 milioni di euro (+18% rispetto all'anno precedente). La variazione è stata determinata da un consistente aumento nei comparti *energy retail* (+38 milioni di euro) e illuminazione pubblica (+3 milioni di euro) e da un calo nel settore *energy solutions* (-10 milioni di euro).

L'aumento del comparto *energy retail* è riconducibile in parte all'apporto del Gruppo ACSM-AGAM pari, al netto del contributo dell'ex Gruppo Aspem nel primo semestre 2018, a 17 milioni di euro ed in parte all'eccellente *performance* del comparto tradizionale (+21 milioni di euro). Nel 2019, infatti, i margini di contribuzione dei segmenti elettricità e gas sono risultati in significativa crescita (+40 milioni di euro), grazie all'aumento del numero di clienti a mercato libero, ai maggiori volumi di vendita verso i grandi clienti che hanno più che compensato una contrazione dei consumi unitari del gas, all'aumento della marginalità unitaria dei clienti del mercato libero soprattutto gas, nonché all'adeguamento dei corrispettivi RCV e PCV (Delibera 706/2018/R/eel) a copertura dei costi di commercializzazione dell'energia elettrica. Tale crescita sostenuta è stata solo in parte ridimensionata dai maggiori costi prevalentemente di *marketing* e comunicazione esterna a supporto delle attività di acquisizione dei nuovi clienti.

La maggiore marginalità del comparto illuminazione pubblica è legata al rilascio di un più elevato numero di certificati bianchi nel 2019, nonché a una maggiore attività di manutenzione straordinaria.

La diminuzione di marginalità del settore *energy solutions* è riconducibile alle minori opportunità che il mercato dei certificati bianchi ha offerto agli operatori di settore, sia in termini di prezzo che di volumi scambiati anche a seguito dell'approvazione del DM MISE 10 maggio 2018 che ha disciplinato il prezzo di cessione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e le modalità di approvvigionamento da parte dei distributori obbligati all'annullamento dei titoli.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 271 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno la maggiore marginalità del segmento raccolta, la positiva dinamica dei prezzi di conferimento (in particolare dei rifiuti assimilabili agli urbani), i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori e i maggiori ricavi da conferimento degli impianti di trattamento industriale.

Tali effetti positivi sono stati quasi totalmente riassorbiti dai maggiori costi di smaltimento, e dai minori ricavi derivanti dal conferimento alle discariche del Gruppo in esaurimento (Grottaglie, Barengo e Comacchio).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 461 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (+19 milioni di euro nel 2019 e +3 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 35 milioni di euro (+9% rispetto al 2018).

La variazione della marginalità è riconducibile soprattutto al comparto teleriscaldamento: l'aumento dei margini unitari ha più che compensato i maggiori oneri ambientali (CO2) e i mancati ricavi relativi ai certificati verdi di Canavese.

Hanno inoltre contribuito positivamente ai risultati della *Business Unit* l'aumento dei ricavi ammessi per la distribuzione gas e la crescita dei ricavi del settore idrico a seguito dell'incremento delle tariffe deliberate dall'Autorità di regolazione, la diminuzione dei costi fissi, nonché la variazione di perimetro determinata dai differenti periodi di consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Estero è risultato negativo per 3 milioni di euro (nullo nell'anno precedente).

La variazione è riconducibile principalmente al protrarsi di alcune attività e allo slittamento di gare internazionali, che hanno sostanzialmente determinato un disallineamento tra costi sostenuti e relativi ricavi.

A2A *Smart City* ha registrato nel 2019 un Margine Operativo Lordo pari a 11 milioni di euro, in linea con l'esercizio precedente.

Gli **"Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni"** sono pari a 547 milioni di euro (643 milioni di euro al 31 dicembre 2018), di cui 44 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, e presentano un decremento di 96 milioni di euro.

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 511 milioni di euro (623 milioni di euro al 31 dicembre 2018) di cui 40 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM e registrano un decremento complessivo di 112 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 123 milioni di euro (91 milioni di euro al 31 dicembre 2018) di cui 26 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM. La voce rileva maggiori ammortamenti per 32 milioni di euro di cui 14 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM (di cui 3 milioni di euro relativi agli effetti delle *Purchase Price Allocation*), 6 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori gas, 1 milione di euro relativo alla rete di distribuzione acqua e 9 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 e riguardano principalmente:

- maggiori ammortamenti, per 23 milioni di euro, conseguenti all'applicazione del principio IFRS 16, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM;
- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite a partire dal secondo semestre 2018 per 4 milioni di euro;
- maggiori ammortamenti, per 3 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2018;
- maggiori ammortamenti, per 6 milioni di euro, riferiti al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM;
- minori ammortamenti, per 17 milioni di euro, relativi alla centrale di Monfalcone conseguenti la svalutazione effettuata nel corso del 2018;
- minori ammortamenti per 11 milioni di euro conseguenti alla completa svalutazione della discarica di Grottaglie;
- minori ammortamenti, per 1 milione di euro, relativi alla centrale di San Filippo del Mela.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Le svalutazioni nette dell'esercizio risultano pari a 9 milioni di euro e derivano sia dagli effetti dell'*Impairment Test*, che ha prodotto un risultato positivo di 39 milioni di euro, sia dalla svalutazione effettuata sulla discarica di Grottaglie per 48 milioni di euro in considerazione delle ridotte capacità reddituali future, a seguito del rigetto del ricorso da parte del Consiglio di Stato verso la Sentenza del T.A.R. di Lecce n. 143/2019 e la conseguente conferma dell'annullamento del DD 45/18 che aveva permesso una modifica sostanziale dell'AIA relativa alla discarica con conseguente ripresa dell'attività di smaltimento.

Il processo di *Impairment Test* ha comportato:

- per 127 milioni di euro il ripristino di valore relativo ai gruppi da 400 MW delle centrali termoelettriche di Mincio, Chivasso e Sermide. Tali gruppi erano stati totalmente svalutati negli anni precedenti a seguito della loro messa in conservazione; nell'anno in corso sono stati oggetto di ripristino di valore, in considerazione del loro regolare funzionamento, delle mutate (crescenti) prospettive di utilizzo, anche connesso al previsto *phase out* dal carbone, di scenario e di remunerazione fornita dal meccanismo del *capacity market*, già assegnato per gli anni 2022, 2023 e previsto per gli esercizi successivi;
- per 85 milioni euro la svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU "A2A Reti elettriche";
- per 3 milioni di euro la svalutazione di investimenti sulla centrale di Monfalcone.

Nel precedente esercizio le svalutazioni erano pari a 160 milioni di euro e si riferivano principalmente alla svalutazione della centrale di Monfalcone ed alla svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU "A2A Reti elettriche."

Gli "Accantonamenti per rischi" presentano un effetto netto pari a 21 milioni di euro (positivo per 5 milioni di euro al 31 dicembre 2018) dovuto agli accantonamenti dell'esercizio per 40 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 19 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti dell'esercizio hanno riguardato per 9 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 13 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 6 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche, per 2 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale e per 10 milioni di euro accantonamenti per altri contenziosi. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 19 milioni di euro e sono principalmente relative ad eccedenze dei fondi per contenziosi fiscali e con enti previdenziali.

L'"Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 15 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2018) di cui 4 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, determinato dall'accantonamento dell'esercizio.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il "**Risultato Operativo Netto**" risulta pari a 687 milioni di euro (588 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Il "**Risultato da transazioni non ricorrenti**" risulta pari a 4 milioni di euro e si riferisce interamente al *badwill* derivante dall'acquisizione della partecipazione in Biofor da parte del Gruppo LGH e successivamente fusa in Linea Ambiente. Nel precedente esercizio tale voce risultava pari a 14 milioni di euro e si riferiva per 6 milioni di euro al provento derivante dalla cessione della partecipazione detenuta nella società Rudnik Uglja ad Pljevlja e per 8 milioni di euro al risultato derivante dalle acquisizioni effettuate nel corso dell'esercizio delle società del Gruppo Rinnovabili.

Gli "**Oneri netti della gestione finanziaria**" sono risultati pari a 114 milioni di euro (116 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e presentano un decremento pari a 2 milioni di euro. La voce include gli oneri complessivamente sostenuti per l'estinzione anticipata del *bond* in essere nel Gruppo Talesun per 9 milioni di euro.

La "**Quota di risultato di società consolidate ad equity**" risulta positiva per 4 milioni di euro (positiva per 4 milioni di euro al 31 dicembre 2018) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva della partecipazione detenuta dal Gruppo LGH nella società Asm Codogno.

Gli "**Oneri per imposte sui redditi**" nell'esercizio in esame sono risultati pari a 189 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Il "**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**" risulta positivo e pari ad 1 milione di euro e si riferisce all'incasso di dividendi ed al provento di attualizzazione per adeguare il valore al *fair value* della partecipazione che era detenuta in EPCG.

Nel precedente esercizio la voce in oggetto risultava pari a 21 milioni di euro e recepiva per 16 milioni di euro l'incasso di dividendi dalla società partecipata EPCG e per 5 milioni di euro il provento di attualizzazione per adeguare il valore della partecipazione di EPCG al *fair value* conseguente la rinegoziazione dell'accordo con il Governo del Montenegro, e approvato dallo stesso in data 27 aprile 2018, che prevede l'esecuzione della *put option* esercitata da A2A S.p.A., in data 3 luglio 2017, in quattro *tranches* nel periodo compreso tra il 1° maggio 2018 e il 31 luglio 2019 con un'accelerazione rispetto ai termini previsti dallo *Shareholders' Agreement* del 29 agosto 2016 (i.e. 7 *tranches* dal 1° maggio 2018 al 1° maggio 2024).

Il **"Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo"**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 389 milioni di euro (positivo per 344 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2019 è variato rispetto al 31 dicembre 2018 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. (detenuta al 100% da A2A S.p.A.) e consolidamento integrale di Bellariva Enertel 07 S.r.l., società di progetto proprietaria di un impianto fotovoltaico;
- acquisizione da parte di A2A Energy Solutions S.r.l. (detenuta al 100% da A2A S.p.A.) del 100% di Suncity Energy S.r.l. (consolidamento integrale) e del 26% di Suncity Group S.r.l. (consolidata con il metodo del Patrimonio netto), gruppi attivi nel campo dell'efficienza energetica e dispacciamento;
- costituzione da parte di A2A S.p.A. e consolidamento integrale di Yada Energia S.r.l., società di servizi «smart» del Gruppo A2A;
- acquisizione del 45% e valutazione ad *equity* di ASM Energia S.p.A., società commerciale, avvenuta da parte di A2A Energia S.p.A.;
- acquisizione e consolidamento integrale del 100% di Areslab S.r.l. e del 90% di Electrometal S.r.l., società attive nel mercato del trattamento ed analisi dei rifiuti industriali, avvenuta da parte di A2A Ambiente S.p.A.;
- il Gruppo A2A ha, inoltre, esaurito la percentuale di partecipazione detenuta nella società EPCG, a seguito dell'incasso delle 4 *tranches* di vendita, coerentemente con quanto previsto nell'accordo raggiunto con il Governo del Montenegro.

Capitale immobilizzato netto

Il **"Capitale immobilizzato netto"**, è pari a 6.470 milioni di euro, in aumento di 339 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento pari a 249 milioni di euro principalmente corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 380 milioni di euro, essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 158 milioni di euro, nella *Business Unit* Ambiente per 93 milioni di euro e nella *Business Unit* Generazione e *Trading* per 84 milioni di euro. Si segnalano inoltre investimenti pari a circa 20 milioni di euro nella *Business Unit Corporate*, a 9 milioni di euro nella *Business Unit* Mercato e a 16 milioni di euro in A2A Smart City S.p.A.;
 - incremento netto di 173 milioni di euro per altre variazioni dovute principalmente all'aumento per 127 milioni di euro a seguito dell'applicazione del principio contabile IFRS 16, di cui 109 milioni di euro relativi alla prima applicazione, all'incremento per 33 milioni di euro dei cespiti relativi ai fondi *decommissioning* e fondi spese chiusura e post-chiusura scariche, a seguito dell'aggiornamento delle perizie di stima e dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino, ed all'incremento per altre variazioni pari a 13 milioni di euro riferite al Gruppo LGH ed al Gruppo ACSM-AGAM;
 - incremento netto di 76 milioni di euro riconducibile per 127 milioni di euro al ripristino del valore degli impianti di Chivasso, Sermide e Mincio, in parte compensato dalle svalutazioni per 3 milioni di euro dell'impianto di Monfalcone e per 48 milioni di euro della scarica di Grottaglie;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso del 2019 che hanno comportato un incremento per 4 milioni di euro;

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

- diminuzione di 5 milioni di euro per smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 379 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali, mostrano una variazione in aumento di 77 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 attribuibile a:
 - incremento di 247 milioni di euro per investimenti effettuati nell'esercizio, essenzialmente nella *Business Unit Reti e Calore* per 188 milioni di euro, nella *Business Unit Corporate* per 28 milioni di euro, nella *Business Unit Mercato* per 23 milioni di euro e nelle *Business Unit Ambiente e Generazione* per complessivi 8 milioni di euro;
 - altre variazioni in aumento per 24 milioni di euro principalmente riconducibili per 25 milioni di euro all'incremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale e per 1 milione di euro alla diminuzione per riclassifica ad altre poste di bilancio;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel 2019 che hanno comportato un incremento per 18 milioni di euro;
 - decremento pari a 85 milioni di euro per svalutazioni, riferito alla *Cash Generating Unit "A2A Reti Elettriche"* a seguito dell'*Impairment test*;
 - diminuzione di 4 milioni di euro per smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - riduzione di 123 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 45 milioni di euro, in aumento di 22 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente a seguito delle operazioni di acquisizione della società ASM Energia S.p.A. e di Suncity Group S.r.l.;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano un incremento pari a 5 milioni di euro derivante principalmente dall'aumento dei depositi cauzionali versati da A2A S.p.A. a Terna nel corso dell'esercizio a titolo di partecipazione alle aste sul *Capacity Market*;
- le Attività per imposte anticipate ammontano a 277 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e presentano un incremento pari a 13 milioni di euro;
- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in aumento per 34 milioni di euro. La movimentazione dell'esercizio è dovuta principalmente ad accantonamenti netti per 21 milioni di euro principalmente riferibili a sovra-canon di derivazione d'acqua pubblica e contenziosi fiscali, utilizzi nell'esercizio per 36 milioni di euro ed altre variazioni per 49 milioni di euro principalmente dovute agli effetti dell'aggiornamento delle perizie di *decommissioning* impianti ed all'aggiornamento dei tassi di attualizzazione di cespiti non completamente ammortizzati che trovano contropartita alla voce "Immobilizzazioni materiali";
- i Benefici a dipendenti, presentano una variazione in diminuzione per 7 milioni di euro, riferita principalmente alle erogazioni dell'anno ed ai versamenti ai fondi previdenziali, al netto di accantonamenti e valutazioni attuariali.

Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti

Il "**Capitale Circolante Netto**", definito quale somma algebrica fra crediti commerciali, rimanenze finali e debiti commerciali ammonta a 555 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2018. Le poste principali sono di seguito commentate:

- Le "Rimanenze" sono pari a 184 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2018), al netto del relativo fondo obsolescenza per 18 milioni di euro, in aumento di 1 milione di euro rispetto al 31 dicembre 2018. La variazione in diminuzione è riconducibile principalmente all'effetto combinato della riduzione per 17 milioni di euro dello stock di combustibili (gas e gasolio), dell'aumento delle giacenze di carbone presso terzi per 7 milioni di euro e dell'aumento delle giacenze di materiali per 6 milioni di euro.
- I "Crediti commerciali" risultano pari a 1.852 milioni di euro (1.781 milioni di euro al 31 dicembre 2018), con un incremento pari a 71 milioni di euro principalmente riconducibile alla riduzione del "Fondo rischi su crediti" per 55 milioni di euro. Il "Fondo rischi su crediti" è pari a 108 milioni di euro

e presenta un decremento netto pari a 55 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, dovuto essenzialmente ad accantonamenti d'esercizio per 15 milioni di euro ed utilizzi per 68 milioni di euro conseguenti a depennamenti di crediti completamente svalutati.

- I “Debiti commerciali” risultano pari a 1.481 milioni di euro e presentano una variazione in aumento per 68 milioni di euro.
- Le “Altre attività/passività correnti” presentano un decremento netto pari a 33 milioni di euro dovuto principalmente a:
 - aumento netto dei crediti per imposte per 42 milioni di euro;
 - aumento netto di 2 milioni di euro dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
 - aumento netto del debito verso l'erario per IVA, accise e altre imposte per 20 milioni di euro;
 - aumento netto delle passività per strumenti derivati per 16 milioni di euro;
 - aumento degli anticipi a fornitori per 4 milioni di euro;
 - riduzione dei debiti per A.T.O. per 4 milioni di euro;
 - riduzione dei debiti derivanti dall'acquisizione di società nel settore fotovoltaico per 7 milioni di euro;
 - riduzione dei debiti per compensazioni accise e per componenti tariffarie per 8 milioni di euro;
 - altre variazioni in diminuzione nelle passività correnti per 6 milioni di euro.

Le “Attività/passività destinate alla vendita” al 31 dicembre 2019 presentano saldo nullo. Al termine del precedente esercizio la voce in commento si riferiva per 109 milioni di euro al *fair value* della partecipazione in EPCG, detenuta al 18,70% da A2A S.p.A, che era stata riclassificata trattandosi di un'operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, a seguito della decisione del 3 luglio 2017 del *management* di esercitare la *put option* di vendita sull'intero pacchetto azionario. Il decremento rispetto al 31 dicembre 2018 è dovuto agli incassi avvenuti nel corso dell'esercizio corrente.

Il “Capitale investito” consolidato al 31 dicembre 2019 ammonta a 6.805 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.651 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 3.154 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il “Patrimonio netto”, pari a 3.651 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 128 milioni di euro.

Alla variazione hanno contribuito:

- il risultato dell'esercizio per 393 milioni di euro (389 milioni di euro di competenza del Gruppo e 4 milioni di euro di competenza delle minoranze);
- le riserve derivanti dalla valutazione dei derivati *Cash flow hedge* e delle riserve IAS 19 che presentano una variazione negativa pari a 28 milioni di euro.

Tale andamento è stato in parte compensato dalla distribuzione dei dividendi per complessivi 218 milioni di euro.

La “Posizione finanziaria netta” si attesta a 3.154 milioni di euro (3.022 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Il flusso di cassa generato nell'esercizio è stato negativo e pari a 76 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 218 milioni di euro e investimenti dell'esercizio per 627 milioni di euro.

Le variazioni nel perimetro di consolidamento hanno comportato un miglioramento nella Posizione finanziaria netta per complessivi 53 milioni di euro riconducibili all'incasso delle ultime rate relative alla *put option* EPCG per 109 milioni di euro, in parte compensati dalle operazioni di acquisizione del periodo per 56 milioni di euro. La prima applicazione del principio IFRS 16 ha inoltre comportato un peggioramento della Posizione finanziaria netta pari a complessivi 109 milioni di euro.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

<i>milioni di euro</i>	31 12 2019	31 12 2018	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.470	6.131	339
- Immobilizzazioni materiali	4.869	4.620	249
- Immobilizzazioni immateriali	2.379	2.302	77
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	45	23	22
- Altre attività/passività non correnti (*)	(117)	(122)	5
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	277	264	13
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(676)	(642)	(34)
- Benefici a dipendenti	(307)	(314)	7
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(114)</i>	<i>(101)</i>	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	335	302	33
Capitale Circolante Netto:	555	555	-
- Rimanenze	184	187	(3)
- Crediti commerciali	1.852	1.781	71
- Debiti commerciali	(1.481)	(1.413)	(68)
Altre attività/passività correnti:	(220)	(253)	33
- Altre attività/passività correnti (*)	(277)	(268)	(9)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	57	15	42
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(21)</i>	<i>(25)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	-	112	(112)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>-</i>	<i>109</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.805	6.545	260
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.651	3.523	128
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.294	2.968	326
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(140)	54	(194)
Totale Posizione finanziaria netta	3.154	3.022	132
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>24</i>	<i>19</i>	
TOTALE FONTI	6.805	6.545	260

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

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(3.022)	(3.226)
Effetto primi consolidamenti	-	(142)
Prima applicazione IFRS 16	(109)	-
Nuovi contratti IFRS 16	(21)	-
Risultato netto (**)	393	348
Ammortamenti	502	463
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	18	167
Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>	(4)	(4)
Interessi netti di competenza dell'esercizio	114	116
Interessi netti pagati	(100)	(114)
Imposte nette pagate	(235)	(102)
Variazioni delle attività e delle passività (*)	244	149
Flussi finanziari netti da attività operativa	932	1.023
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(627)	(500)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(56)	(25)
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	13
Dividendi incassati da partecipazioni	-	2
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(683)	(510)
Free cash flow	249	513
Dividendi pagati dalla capogruppo	(218)	(180)
Dividendi pagati dalle controllate	(14)	(5)
Altre variazioni non monetarie	(14)	3
Cash flow da distribuzione dividendi e altre variazioni	(246)	(182)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(5)	15
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.154)	(3.022)

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

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
<i>Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria</i>
<i>Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio</i>
<i>Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019</i>
<i>Evoluzione prevedibile della gestione</i>
<i>Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo</i>
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Gruppo A2A: Presentati i risultati consolidati preliminari 2018

In data 26 febbraio 2019, si è riunito il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. che ha esaminato i risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2018.

Il Margine Operativo Lordo è pari a 1,23 miliardi di euro, in aumento del 3% rispetto all'esercizio precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti, positive per circa 40 milioni di euro nel 2018 (+64 milioni di euro nel 2017), il Margine Operativo Lordo si attesta a circa 1,19 miliardi di euro (1,14 miliardi di euro nel 2017), in crescita del 5%.

Gli Investimenti, pari a 500 milioni di euro, risultano in aumento dell'11% rispetto all'anno precedente. La crescita è riconducibile prevalentemente ai maggiori investimenti della *Business Unit* Reti e Calore (+14%) e al consolidamento degli investimenti del Gruppo ACSM-AGAM relativi al secondo semestre dell'anno.

La Posizione Finanziaria Netta risulta pari a 3,02 miliardi di euro (3,23 miliardi di euro al 31 dicembre 2017). Nel corso dell'anno la generazione di cassa netta è stata di oltre 200 milioni di euro.

Gruppo A2A: Approvati i risultati 2018

In data 3 aprile 2019, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2018.

Il Margine Operativo Lordo e l'Utile Netto risultano in crescita, rispettivamente a 1.231 milioni di euro (+3%) e 344 milioni di euro (+17%).

Nel 2018 la generazione di cassa è stata pari a 204 milioni di euro con un rapporto Posizione Finanziaria Netta/Ebitda in riduzione a 2,45x.

Nell'esercizio risultano, inoltre, effettuati investimenti per 500 milioni di euro.

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,07 euro per azione, in crescita del 21% rispetto all'esercizio precedente.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato il Piano Strategico 2019 – 2023 del Gruppo A2A

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. informa che gli obiettivi del primo anno del Piano Strategico 2018-2022 "TEC", basato su economia circolare, la transizione energetica e le soluzioni *smart*, sono stati raggiunti.

Il Piano Strategico 2019-2023 costituisce un'evoluzione del Piano 2018-2022 approvato nel 2018 e conferma le tre linee guida strategiche:

- T: Trasformazione. Rafforzamento ed evoluzione del nostro modello industriale, facendo leva sui punti di forza delle linee di *business* A2A.
- E: Eccellenza. Organizzazione agile, eccellenza operativa ed efficienza nei processi, diminuendo il rischio e valorizzando le adiacenze tra *business*.
- C: *Community*. Attrazione e valorizzazione delle nostre persone, sviluppo dell'innovazione facendo leva sull'ecosistema esterno.

Le tre linee guida strategiche sono supportate dal *framework* della Sostenibilità, il principio ispiratore dell'evoluzione e dello sviluppo del Gruppo A2A.

Di seguito i principali obiettivi economico-finanziari del Gruppo al 2023:

- Ebitda a 1,5 miliardi di euro e Utile Netto a 0,46 miliardi di euro;
- rapporto Posizione Finanziaria Netta/Ebitda in riduzione a 2,2x;
- piano di investimenti da circa 4 miliardi di euro, in aumento del 22% rispetto al precedente piano;
- i dividendi attesi in aumento a 7,75 centesimi per azione nel 2019 e 8 centesimi per azione nel 2020 con crescita annuale del 5% per gli anni successivi.

Approvato, inoltre, anche il Piano di Sostenibilità 2019-2023 con 670 milioni di investimenti nell'Economia Circolare.

A2A S.p.A.: “Governance”

In data 7 maggio 2019, il Consigliere indipendente Alessandra Perrazzelli ha rassegnato le dimissioni dalle cariche di Consigliere di Amministrazione e Vice Presidente a seguito di ulteriori incarichi di lavoro. L'Avv. Perrazzelli ha cessato conseguentemente anche dalla carica di Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

In data 15 maggio 2019, il Consiglio di Amministrazione ha provveduto a nominare Stefania Bariatti quale Amministratore non esecutivo e Vice Presidente della Società in sostituzione di Alessandra Perrazzelli. Nel medesimo consiglio, è stata, inoltre, deliberata la seguente nuova composizione per il Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Dina Ravera – Presidente, Stefania Bariatti e Norberto Rosini.

Si è deliberato, infine, che la funzione *Internal Audit* riporti funzionalmente al Consigliere di Amministrazione Enrico Corali al quale verrà corrisposto, pro-quota, il compenso integrativo già deliberato per detto incarico di complessivi 40.000 euro.

A2A S.p.A.: Assemblea ordinaria

In data 13 maggio 2019, l'Assemblea dei Soci ordinaria di A2A S.p.A. ha approvato il bilancio 2018.

Si è approvata, inoltre, la proposta del Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,07 euro.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato l’informativa trimestrale al 31 marzo 2019

In data 15 maggio 2019 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato l’informativa trimestrale al 31 marzo 2019.

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 328 milioni di euro mentre l'Utile Netto di Gruppo è pari a 104 milioni di euro: entrambi i risultati sono in riduzione rispetto al primo trimestre 2018 per il venir meno del contributo dei certificati verdi e per gli anomali andamenti climatici.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 109 milioni di euro, in crescita del 43% rispetto al primo trimestre 2018. La Generazione di cassa, dopo gli investimenti, è positiva per 24 milioni di euro.

A parità di perimetro la Posizione Finanziaria Netta si riduce a 2.998 milioni di euro; considerando anche gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 l'indebitamento netto risulta pari a 3.110 milioni di euro.

Linea Ambiente S.r.l. - Discarica di Grottaglie

In data 28 gennaio 2019 è stata notificata a Linea Ambiente S.r.l., società controllata al 100% da Linea Group Holding S.p.A. controllata da A2A S.p.A., la Sentenza del TAR Lecce n. 143/2019 con la quale è stato accolto il ricorso presentato dai Comuni di Grottaglie, San Marzano di San Giuseppe e Carosino per l'annullamento del decreto di AIA rilasciato dalla Provincia di Taranto, in base alla quale sono stati sospesi i conferimenti nella discarica di Grottaglie. Per maggiori dettagli in merito ed ulteriori sviluppi accorsi nel 2019, si rimanda al fascicolo del bilancio consolidato al paragrafo “Altre informazioni - 9) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso” della Relazione finanziaria annuale consolidata.

Riorganizzazione del servizio di igiene urbana nel Comune di Varese in modifica dell'affidamento già intervenuto a favore della società ex Aspem S.p.A. (ora Acsm Agam Ambiente S.r.l.)

In merito all'evolversi della riorganizzazione del servizio di igiene urbana nel Comune di Varese si rimanda al paragrafo “Altre informazioni - 9) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso” della Relazione finanziaria annuale consolidata.

A2A colloca con successo Green Bond da 400 milioni di euro, richieste pari a otto volte l'offerta

In data 8 luglio 2019, A2A ha collocato con successo il primo *green bond*, nell'ambito del *Green Financing Framework*, destinato esclusivamente a investitori istituzionali a valere sul programma *Euro Medium Term Notes*.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

L'emissione, pari a 400 milioni di euro con durata 10 anni, ha suscitato forte interesse da parte degli investitori di tutta Europa, ricevendo ordini per 3,2 miliardi di euro. Le obbligazioni hanno una cedola annua di 1,00% e sono state collocate con un rendimento lordo alla scadenza pari a 1,139%

I proventi netti derivanti dall'emissione andranno a finanziare e/o rifinanziare progetti di sostenibilità ambientale relativi all'economia circolare, alla decarbonizzazione e alla *smartness* nelle reti e nei servizi: investimenti nel trattamento dell'acqua e dei rifiuti, nello sviluppo dell'energia rinnovabile, nell'efficienza energetica, nel trasporto sostenibile e nell'ammodernamento delle reti.

Il Gruppo A2A ha realizzato un impianto nel carcere di Bollate per il trattamento dei rifiuti elettrici

In data 8 luglio 2019, è stato presentato l'impianto realizzato presso la Casa di reclusione di Milano Bollate per il trattamento dei rifiuti elettronici. La costruzione dell'impianto, iniziata nel mese di aprile 2018, ha lo scopo di promuovere l'inclusione socio-lavorativa di persone in difficoltà.

L'impianto occupa una superficie di circa 3.000 metri quadrati e ha l'autorizzazione al trattamento di 3.000 tonnellate all'anno di rifiuti elettronici, inoltre è dotato di un impianto fotovoltaico per l'auto-produzione di energia *green*. Grazie alle attività di smontaggio che vengono effettuate dai lavoratori impiegati è possibile recuperare metalli ferrosi e non ferrosi (rame, ottone, bronzo, stagno), tipologie di polimeri plastici, gomma, nonché componenti informatiche come schede elettroniche, *hard disk*, processori e alimentatori. Il trattamento dei rifiuti viene effettuato su due linee di smontaggio, la prima dedicata a tv, monitor e grandi elettrodomestici come lavatrici e lavastoviglie (tipologia di RAEE R2 e R3), l'altra per i piccoli elettrodomestici (tipologia R4) come telefoni cellulari, personal computer e periferiche, apparecchiature audio e video, utensili e giocattoli elettrici.

Rinnovo per il periodo 2020-2023 dei Patti Parasociali in essere tra il Comune di Milano e il Comune di Brescia in relazione alle azioni di A2A S.p.A.

In data 2 agosto 2019, è stato rinnovato per il periodo 2020-2023 l'Accordo Pattizio relativo all'assetto proprietario e di *corporate governance* della società A2A S.p.A., sottoscritto in data 1° febbraio 2017.

L'accordo ha per oggetto n. 1.315.820.218 azioni ordinarie della società, che rappresentano il 42% del capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019

In data 2 agosto 2019 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019.

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 582 milioni di euro mentre l'Utile Netto di Gruppo è pari a 166 milioni di euro: entrambi i risultati sono in riduzione rispetto al primo semestre 2018 per il venir meno del contributo dei certificati verdi e di altri incentivi.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 252 milioni di euro, in crescita del 35% rispetto al primo semestre 2018. La Generazione di cassa, dopo gli investimenti e il pagamento dei dividendi è negativa per 19 milioni di euro.

A parità di perimetro contabile, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.041 milioni di euro; considerando gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 l'indebitamento netto risulta pari a 3.116 milioni di euro.

Unareti S.p.A. a partire dal 2020 sostituirà 1,3 milioni di contatori con apparecchi di ultima generazione *Smart Metering 2G*

Unareti S.p.A., società del Gruppo A2A, ha presentato all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in data 2 ottobre 2019, il proprio piano per la messa in servizio dei nuovi misuratori *smart* dell'energia elettrica.

Il piano partirà nel 2020 e porterà alla sostituzione di 1,3 milioni di contatori con nuovi contatori *Smart Metering 2G* che daranno la possibilità di tenere sempre monitorati i propri consumi giornalieri, potendo rilevare i dati ogni 15 minuti. Il piano si concluderà nel 2025 e l'investimento previsto per Milano e Brescia è di 272,5 milioni di euro.

Accordo tra Italgas e A2A per la cessione reciproca di alcuni asset al fine di rafforzare i propri core business

In data 8 ottobre 2019, è stato siglato un accordo secondo il quale Italgas Reti (società del Gruppo Italgas) si impegna a cedere ad A2A Calore & Servizi S.r.l. (società del Gruppo A2A) l'insieme delle attività di teleriscaldamento attualmente gestite nel comune di Cologno Monzese (Milano); contestualmente, Unareti S.p.A. (società del Gruppo A2A), si impegna a cedere ad Italgas Reti le attività di distribuzione del gas naturale gestite in sette Comuni appartenenti all'ATEM Alessandria 4.

L'impianto del teleriscaldamento di Cologno Monzese è costituito da una rete di trasporto e distribuzione di oltre 8 chilometri che serve 52 sottostazioni di scambio termico con vendite di calore per circa 26,1 GWh.

Le sette reti di distribuzione del gas nei Comuni di Castelnuovo Scrivia, Pecetto di Valenza, Bassignana, Rivarone, Guazzora, Montecastello e Pietra Marazzi si estendono complessivamente per oltre 140 chilometri e servono circa 4.200 utenze.

L'accordo si è perfezionato a gennaio 2020.

A2A S.p.A e Ambiente Energia S.p.A. firmano lettera di intenti

In data 17 ottobre 2019, Ambiente Energia Brianza S.p.A. (AEB) ed A2A S.p.A. hanno approvato l'avvio di uno studio di fattibilità che individui un percorso di crescita in grado di rendere il Gruppo AEB, grazie al supporto di A2A, un soggetto più competitivo, capace di valorizzare le proprie eccellenze operative e incrementare il presidio territoriale.

Lo studio, della durata iniziale di 45 giorni e successivamente prorogato sino al 31 dicembre 2019, avrà la finalità di definire la possibile struttura e le linee guida strategiche della *Partnership*, di identificare obiettivi industriali e operativi nonché i principali benefici per gli azionisti e per il territorio.

Si rimanda alla sezione "Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019" della presente relazione per ulteriori informazioni e sviluppi sul percorso di *partnership* tra le due realtà industriali.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato l'informativa trimestrale al 30 settembre 2019

In data 13 novembre 2019 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato l'informativa trimestrale al 30 settembre 2019.

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 886 milioni di euro (875 milioni di euro al 30 settembre 2018) mentre l'Utile Netto di Gruppo è pari a 250 milioni di euro (335 milioni di euro al 30 settembre 2018).

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 394 milioni di euro, in crescita del 30% rispetto ai primi nove mesi del 2018. La Generazione di cassa, dopo gli investimenti e il pagamento dei dividendi, è negativa per 73 milioni di euro.

A parità di perimetro contabile la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.095 milioni di euro; considerando anche gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 l'indebitamento netto risulta pari a 3.129 milioni di euro.

Calendario Finanziario di A2A S.p.A.

In data 21 novembre 2019 è stato pubblicato il calendario finanziario 2020 di A2A S.p.A.:

- 25 febbraio 2020: Consiglio di Amministrazione sui risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2019;
- 19 marzo 2020: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione del progetto di bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato 2019;
- 12 maggio 2020: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione dell'informativa finanziaria al 31 marzo 2020;
- 13 maggio 2020 (eventuale seconda convocazione 14 maggio 2020): Assemblea ordinaria degli azionisti per l'approvazione del bilancio d'esercizio 2019;
- 30 luglio 2020: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2020;
- 12 novembre 2020: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione dell'informativa finanziaria al 30 settembre 2020.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

L'eventuale dividendo relativo all'esercizio 2019 potrà essere posto in pagamento a decorrere dal 20 maggio 2020, con stacco della cedola il 18 maggio 2020 (*record date* 19 maggio 2020).

Il Gruppo A2A ha siglato un accordo per acquisire 1000MW di progetti fotovoltaici

Il Gruppo A2A prosegue nel suo cammino *green* e ribadisce la volontà di crescita nel settore dell'energia prodotto da fonti rinnovabili e nel ruolo di operatore attivo nella transizione energetica. Attraverso la controllata A2A Rinnovabili S.p.A. è stato siglato un accordo, in data 3 dicembre 2019, con il Gruppo Talesun che prevede l'acquisizione di una *pipeline* di sviluppo di progetti fotovoltaici per una capacità complessiva di circa 1 GW. L'accordo prevede la realizzazione di impianti senza incentivi e consente ad A2A di accelerare nel piano di de-carbonizzazione e rinnovamento della capacità di generazione. L'operazione consentirà al Gruppo di posizionarsi fra i primi operatori del settore in Italia.

A2A si è aggiudicata 5GW nella seconda asta del mercato della capacità

In data 4 dicembre 2019 si rende noto che A2A si è aggiudicata l'intera capacità offerta, pari a 5GW, nella seconda asta, in data 28 novembre 2019, del *capacity market* indetta da Terna per l'anno di consegna 2023.

Il prezzo di aggiudicazione è stato pari a 33.000 euro/MW per la capacità esistente e 75.000 euro/MW per 15 anni di capacità da realizzare.

Il risultato è in linea con quanto conseguito dal Gruppo A2A nell'asta, in data 6 novembre 2019, con consegna 2022.

Il Gruppo A2A consolida la propria *leadership* nell'economia circolare

In data 23 dicembre 2019, il Gruppo A2A, attraverso la sua controllata A2A Ambiente, ha concluso l'acquisizione del 90% di Electrometal S.r.l., azienda specializzata nel trattamento e recupero di rifiuti industriali, e di Areslab S.r.l., laboratorio di analisi chimiche. Le due realtà si trovano a Castegnato in provincia di Brescia.

L'operazione è in linea con gli obiettivi del piano industriale che prevedono forti investimenti in impianti di trattamento e in particolare tali da garantire la chiusura del ciclo ambientale.

L'acquisizione permetterà al Gruppo di ampliare il proprio portafoglio impiantistico, di garantire forti sinergie tra le proprie strutture e di consolidare la *leadership* nel campo ambientale, in particolare accrescendo la capacità di trattamento di rifiuti generati dalla produzione industriale e assicurando un importante contributo nei settori più deficitari in campo nazionale.

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

A2A S.p.A. e Ambiente Energia Brianza S.p.A. pongono le basi per una partnership industriale

In data 27 gennaio 2020, i Consigli di Amministrazione di A2A S.p.A. e di Ambiente Energia Brianza S.p.A. (AEB) hanno definito il percorso di studio di fattibilità per la realizzazione del progetto di *partnership* territoriale che coinvolge le due *Multi-utility* lombarde, ponendo le basi per la creazione di un nuovo soggetto industriale seguendo il modello della *Multi-utility* dei Territori.

I Gruppi A2A e AEB, proseguendo nel percorso comunicato il 17 ottobre 2019 ed il 20 dicembre 2019, hanno completato positivamente la fase di studio della *partnership* industriale con l'approvazione da parte dei Consigli di Amministrazione di Unareti S.p.A. (controllata al 100% da A2A) e di AEB S.p.A. di un progetto di aggregazione da realizzarsi attraverso un'operazione di scissione parziale di Unareti in favore della beneficiaria AEB.

Secondo questo progetto, il ramo d'azienda oggetto di scissione sarà costituito da alcuni *asset* di distribuzione gas nelle province di Milano e Bergamo e dall'intera partecipazione nella società dedicata alle attività di illuminazione pubblica: AEB arriverebbe così a beneficiare di 79.000 Punti di Riconsegna del gas e diventerebbe il polo di sviluppo del Gruppo nel segmento dell'illuminazione pubblica, con oltre 250.000 punti luce.

Il progetto prevede inoltre che, al completamento del percorso di aggregazione, A2A faccia il proprio ingresso nel capitale di AEB con una quota del 33,5% diventando *partner* industriale della Società, con prerogative di *governance* adeguate a consentire il consolidamento.

Il progetto di *partnership* sarà ora sottoposto all'approvazione dei Consigli Comunali, dell'assemblea degli azionisti di AEB e del Consiglio di Amministrazione di A2A. Prima che diventi esecutivo, dovranno essere inoltre completate le attività di *due diligence* e dovrà essere ottenuta la *clearance antitrust*.

Le parti hanno condiviso l'obiettivo di perfezionare il progetto di aggregazione con efficacia 1° luglio 2020.

La nuova AEB post aggregazione potrà contare, grazie agli apporti di A2A, su un Ebitda di oltre 50 milioni di euro, raggiungendo una dimensione rilevante nel panorama nazionale con la possibilità di attivare sin da subito sinergie commerciali, industriali ed operative in tutti i settori.

A2A S.p.A. acquisisce il 4,16% di Ascopiave S.p.A.

In data 31 gennaio 2020, A2A S.p.A. ha acquisito n. 9.758.767 azioni di Ascopiave S.p.A. pari a una quota del 4,16% del capitale sociale.

L'operazione si inquadra nell'ambito della più ampia strategia di presenza del Gruppo A2A in Veneto e di dialogo con il territorio.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. presenta i dati preliminari consolidati per l'esercizio 2019

In data 25 febbraio 2020 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha presentato i dati preliminari consolidati per l'esercizio 2019.

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 1,23 miliardi di euro, in linea con l'esercizio 2018 nonostante il venir meno del contributo dei certificati verdi e altri incentivi per circa 100 milioni di euro.

Forte crescita degli investimenti che si attestano a 627 milioni di euro, in crescita del 25% rispetto all'esercizio 2018: hanno riguardato principalmente progetti volti a promuovere il piano di de-carbonizzazione e il rinnovamento della capacità di generazione, l'efficientamento delle reti di distribuzione e l'ampliamento della capacità di trattamento dei rifiuti con l'obiettivo di garantire la chiusura del ciclo ambientale.

La Posizione Finanziaria Netta risulta pari a 3,15 miliardi di euro (3,02 miliardi di euro al 31 dicembre 2018). Il forte flusso di cassa operativo generato nel corso dell'anno è stato utilizzato per finanziare l'elevato livello di investimenti determinando un assorbimento di cassa, prima delle variazioni di perimetro e degli effetti dell'introduzione dell'IFRS 16, di oltre 70 milioni di euro.

Il rapporto PFN/Ebitda risulta pari a 2,6x (2,5x nell'esercizio 2018).

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

LGH acquisisce l'impianto a biomassa Agritre

Linea Group Holding S.p.A., in data 27 febbraio 2020, ha sottoscritto l'accordo per l'acquisizione dell'impianto di generazione alimentato a biomassa Agritre, situato a Sant'Agata di Puglia (Foggia).

L'impianto, che ha una capacità installata di 25.2 MW ed è una delle più grandi centrali energetiche a biomasse in Italia, è alimentato esclusivamente da biomassa solida di origine vegetale vergine rappresentata prevalentemente da paglia di cereali, principale sottoprodotto agricolo disponibile in provincia di Foggia, oltre che da potature arboree e altri residui agroforestali presenti nel territorio. L'impianto è in grado di colmare il fabbisogno energetico di oltre 46.000 famiglie, inducendo benefici all'ambiente e all'economia locale; la produzione di energia elettrica si attesta a circa 184.000 MWh annui.

Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 (Coronavirus)

Con riferimento allo stato di emergenza in atto in Italia per la diffusione del virus COVID-19 ed alle conseguenti misure adottate dai competenti Organi Governativi, il Gruppo A2A che tiene costantemente monitorata l'evoluzione della situazione, ha messo in atto i presidi ad oggi necessari a garantire la continuità operativa e lo svolgersi delle attività lavorative garantendo, nel contempo, la tutela dei propri dipendenti, dei propri clienti e fornitori e di ogni persona che si trovi a diverso titolo ad interagire con le varie società del Gruppo.

Allo stato attuale, il Gruppo non esclude la possibilità di contrazioni nel volume di talune attività commerciali ed industriali il cui impatto sui risultati complessivi, qualora l'emergenza sanitaria non dovesse protrarsi oltre la fine dell'anno, si stima contenuto anche in considerazione dell'ampia diversificazione delle attività stesse fra cui, alcune rilevanti, regolate. Maggiormente significativi potrebbero essere gli impatti dello scenario energetico nel caso in cui l'attuale debolezza dovesse continuare o aggravarsi anche in conseguenza degli effetti macroeconomici derivanti dal protrarsi e diffondersi, a livello globale, della situazione di emergenza sanitaria.

Sulla base della situazione attuale e delle analisi di sensitività condotte per valutare i possibili impatti dell'epidemia, A2A ha individuato le prime misure contenitive dei possibili effetti negativi di natura economico / finanziaria nell'anno in corso.

A2A monitorerà l'evoluzione dello scenario prontamente implementando le opportune azioni volte al maggiore contenimento possibile degli impatti.

L'ipotesi relativa al possibile differimento del pagamento delle bollette, che pare al momento remota, dovrà essere valutata con riferimento alle modalità ed alle fattispecie di clientela coinvolta; in ogni caso verrà gestita al pari di quanto faranno gli altri operatori di mercato.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le forti incertezze legate all'emergenza sanitaria COVID-19, sia di durata dell'emergenza che di impatto a livello macroeconomico, rendono molto complesso fare previsioni non aleatorie sui risultati attesi nell'esercizio corrente. Il Gruppo è caratterizzato da una forte diversificazione delle proprie attività, alcune di esse regolate e quindi potenzialmente non soggette a volatilità, altre basate su concessioni e quindi soggette a volatilità molto contenuta. D'altro canto, gli impatti macroeconomici legati al peggioramento dello scenario energetico, già debole nei primi mesi dell'anno, potrebbero avere ulteriori ripercussioni sullo scenario energetico non attualmente prevedibili. Il Gruppo monitora attentamente l'evoluzione della situazione aggiornando le analisi di sensitività sugli effetti dell'epidemia, e ha individuato le prime misure contenitive dei possibili effetti negativi di natura economico/finanziaria nell'anno in corso.

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
<i>Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria</i>
<i>Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio</i>
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019
Evoluzione prevedibile della gestione
<i>Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo</i>
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2019, presenta un utile pari a euro 450.622.909,00.

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

la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 450.622.909,00 come segue:

- euro 22.531.145,00 a riserva legale;
- euro 240.961.749,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,0775 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 187.130.015,00 a Riserva Straordinaria.

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

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di riunirsi il prossimo 30 marzo per definire la data di convocazione dell'Assemblea degli azionisti che, salvo nuovi eventi eccezionali e straordinari, avverrà al più tardi entro l'11 giugno 2020 con data stacco, al più tardi, 15 giugno 2020.

Il Consiglio di Amministrazione



5

Analisi dei principali
settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO		AMBIENTE	
	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018
Ricavi	4.399	3.854	2.724	2.230	1.047	1.022
- di cui intersettoriali	1.343	1.036	159	280	144	119
Costi per il personale	88	88	55	46	310	304
Margine Operativo Lordo	301	370	229	206	271	268
% sui Ricavi	6,8%	9,6%	8,4%	9,2%	25,9%	26,2%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(36)	(293)	(60)	(37)	(159)	(87)
Risultato operativo netto	265	77	169	169	112	181
% sui Ricavi	6,0%	2,0%	6,2%	7,6%	10,7%	17,7%
Risultato da transazioni non ricorrenti						
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria						
Risultato al lordo delle imposte						
Oneri per imposte sui redditi						
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte						
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita						
Risultato di pertinenza di terzi						
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo						
Investimenti lordi (1)	88	57	32	21	97	105

1 Si vedano le voci “Investimenti” dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

	RETI E CALORE		A2A SMART CITY		CORPORATE		ESTERO		ELISIONI		CONTO ECONOMICO	
	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018
	1.096	1.110	63	53	244	220	3	8	(2.252)	(2.003)	7.324	6.494
	340	329	36	31	230	208	-	-	(2.252)	(2.003)		
	100	102	9	9	136	115	2	1			700	665
	461	410	11	11	(36)	(34)	(3)	-			1.234	1.231
	42,1%	36,9%	17,5%	20,8%	(14,8%)	(15,5%)	n.s.	n.s.			16,8%	19,0%
	(254)	(200)	(7)	(5)	(30)	(21)	(1)	-			(547)	(643)
	207	210	4	6	(66)	(55)	(4)	-			687	588
	18,9%	18,9%	6,3%	11,3%	(27,0%)	(25,0%)	n.s.	n.s.			9,4%	9,1%
											4	14
											(110)	(112)
											581	490
											(189)	(157)
											392	333
											1	21
											(4)	(10)
											389	344
	352	275	16	11	48	31	-	-	(6)	-	627	500

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi dei risultati per settore di attività

Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti e Calore

Business Unit Estero

A2A Smart City Corporate

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

milioni di euro

	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO		AMBIENTE	
	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018
Immobilizzazioni materiali	2.091	1.976	52	36	727	703
Immobilizzazioni immateriali	79	81	207	244	55	42
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	706	778	815	772	361	333
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	838	851	511	438	306	311

	RETI E CALORE		A2A SMART CITY		CORPORATE		ESTERO		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018	31 12 2019	31 12 2018
	1.834	1.761	72	39	207	184	-	-	(114)	(79)	4.869	4.620
	1.935	1.903	3	3	151	135	-	-	(51)	(106)	2.379	2.302
	386	381	47	27	217	168	2	5	(672)	(667)	1.862	1.797
	392	369	30	21	383	782	2	3	(677)	(668)	1.785	2.107

Lettera agli
Azionisti

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

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Risultati per
settore di attività

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

A2A Smart City
Corporate

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Risultati per settore di attività

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

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della *Business Unit* Generazione e *Trading* è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione⁽¹⁾ del Gruppo con il duplice scopo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M) e di massimizzare il profitto derivante dalla gestione del portafoglio energetico attraverso l'attività di compravendita di energia elettrica, di combustibili (gassosi e non gassosi) e di titoli ambientali sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri. Rientra nell'ambito della *Business Unit* anche l'attività di *trading* sui mercati nazionali ed esteri di tutte le *commodities* energetiche (gas, energia elettrica, titoli ambientali).

Business Unit Mercato

L'attività della *Business Unit* Mercato è finalizzata alla vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela, alla gestione dell'illuminazione pubblica, degli impianti di regolazione del traffico, delle lampade votive. Inoltre, si occupa di fornire servizi di efficienza energetica e di mobilità elettrica.

Business Unit Ambiente

L'attività della *Business Unit* Ambiente è relativa alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia.

In particolare, l'attività di raccolta e spazzamento si riferisce prevalentemente alla pulizia delle strade e al prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione.

Il trattamento dei rifiuti, invece, costituisce l'attività svolta in centri dedicati per la trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia.

Infine, l'attività di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica assicura l'eventuale recupero energetico mediante la termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

Business Unit Reti e Calore

L'attività della *Business Unit* Reti e Calore riguarda prevalentemente la gestione tecnico-operativa delle reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale e la gestione dell'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). Inoltre è finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì comprese le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

Business Unit Estero

La *Business Unit* Estero comprende le attività di fornitura di *know how* e tecnologie per la realizzazione di impianti di pre-trattamento rifiuti.

A2A Smart City

La società è l'operatore di riferimento, all'interno del Gruppo A2A, per la fornitura di servizi di telecomunicazione. In particolare, fornisce servizi inerenti la gestione di linee di fonia fissa e mobile e di linee di trasmissione dati, nonché servizi legati alla gestione e sviluppo delle infrastrutture a supporto delle comunicazioni. A2A Smart City è, inoltre, un operatore di rilievo anche nella realizzazione e gestione dei sistemi di videosorveglianza e controllo degli accessi.

¹ Potenza installata complessivamente pari a 8,9 GW.

Corporate

I servizi di *Corporate* comprendono le attività di guida, indirizzo strategico, coordinamento e controllo della gestione industriale, nonché i servizi a supporto del *business* e delle attività operative (esempio: servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione etc.) i cui costi, al netto di quanto riaddebitato per competenza alle singole *Business Units* in base ai servizi resi, rimangono in carico alla *Corporate*.

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività <i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i> Risultati per settore di attività <i>Business Unit Generazione e Trading</i> <i>Business Unit Mercato</i> <i>Business Unit Ambiente</i> <i>Business Unit Reti e Calore</i> <i>Business Unit Estero</i> <i>A2A Smart City</i> <i>Corporate</i>
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Business Unit Generazione e Trading

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit* Generazione e *Trading*

Dati quantitativi - Settore energia elettrica

Gwh	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
FONTI				
Produzioni nette	18.095	17.551	544	3,1%
- produzione termoelettrica	13.353	12.948	405	3,1%
- produzione idroelettrica	4.619	4.539	80	1,8%
- produzione fotovoltaica	123	64	59	92,2%
Acquisti	33.284	33.758	(474)	(1,4%)
- borsa	15.854	12.364	3.490	28,2%
- grossisti	3.913	3.089	824	26,7%
- portafoglio di <i>Trading/Service</i>	13.517	18.305	(4.788)	(26,2%)
TOTALE FONTI	51.379	51.309	70	0,1%
USI				
Vendita a <i>Retailer</i> del Gruppo	11.979	8.960	3.019	33,7%
Vendite ad altri grossisti	11.474	11.622	(148)	(1,3%)
Vendite in borsa	14.409	12.422	1.987	16,0%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	13.517	18.305	(4.788)	(26,2%)
TOTALE USI	51.379	51.309	70	0,1%

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

Nell'anno in corso la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 18.095 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 33.284 GWh, per una disponibilità complessiva di 51.379 GWh.

La produzione termoelettrica del 2019 si è attestata a 13.353 GWh (12.948 GWh al 31 dicembre 2018): la maggiore produzione degli impianti a ciclo combinato ha più che compensato la diminuzione della produzione dell'impianto di Monfalcone, penalizzato da uno scenario di prezzi non sufficientemente remunerativi. Risultano, inoltre, in aumento sia la produzione idroelettrica (+80 GWh), grazie alle maggiori produzioni dei bacini della Calabria, sia le produzioni da fonte fotovoltaica (+59 GWh), a seguito delle acquisizioni delle società operanti nel settore effettuate alla fine dello scorso anno che hanno portato il Gruppo a detenere circa 100 megawatt di capacità solare installata.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 33.284 GWh (33.758 GWh al 31 dicembre 2018): i maggiori acquisti effettuati in borsa e sui mercati all'ingrosso sono stati più che compensati dalle minori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading/service*.

Nel periodo in esame sono cresciute le vendite alla *Business Unit* Mercato (+33,7%) e le vendite su IPEX (+16%). Le vendite all'ingrosso risultano in lieve calo (-1,3%), mentre le quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *service/trading* registrano una contrazione del 26,2%.

Complessivamente nel periodo in esame le vendite di energia elettrica della *Business Unit* Generazione e *Trading* si sono attestate a 51.379 GWh (51.309 GWh al 31 dicembre 2018).

Dati quantitativi - Settore gas

<i>milioni di mc</i>	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
FONTI				
Approvvigionamenti	6.301	5.092	1.209	23,7%
Prelievi da magazzino	(39)	30	(69)	n.s.
Autoconsumi /GNC	(16)	(15)	(1)	6,7%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	8.905	5.267	3.638	69,1%
TOTALE FONTI	15.151	10.374	4.777	46,0%
USI				
Usi <i>Business Unit</i> Mercato	2.033	1.585	448	28,3%
Usi termoelettrici	2.357	2.098	259	12,3%
Usi <i>Business Unit</i> Calore e Ambiente	79	101	(22)	(21,8%)
Grossisti	1.777	1.323	454	34,3%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	8.905	5.267	3.638	69,1%
TOTALE USI	15.151	10.374	4.777	46,0%

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

Nell'esercizio in esame i volumi di gas venduti si attestano a 15.151 milioni di metri cubi, in aumento del 46% rispetto al 2018 (10.374 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas venduti ai grossisti (+454 milioni di metri cubi), le quantità vendute alla *Business Unit* Mercato (+448 milioni di metri cubi) e le quantità intermedie del Portafoglio di *Trading/Service* (+3.638 milioni di metri cubi). Il gas per usi termoelettrici si è incrementato del +12,3% a seguito dei maggiori consumi degli impianti a ciclo combinato dell'anno in corso, mentre in calo risultano le quantità vendute alle altre *Business Units* del Gruppo (-22 milioni di metri cubi).

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	4.399	3.854	545	14,1%
Margine Operativo Lordo	301	370	(69)	(18,6%)
% su Ricavi	6,8%	9,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(36)	(293)	257	(87,7%)
Risultato Operativo Netto	265	77	188	n.s.
% su Ricavi	6,0%	2,0%		
Investimenti	88	57	31	54,4%
FTE	1.092	1.103	(11)	(1,0%)
Costo del personale	88	88	-	0,0%

I ricavi si sono attestati a 4.399 milioni di euro, in aumento di 545 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. L'incremento è stato prevalentemente determinato dai maggiori volumi venduti sui mercati all'ingrosso, in particolare gas, in parte compensati dai minori ricavi relativi ai mercati ambientali.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 301 milioni di euro, in riduzione di 69 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+14 milioni di euro nel 2019 e +11 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 72 milioni di euro.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi dei risultati per settore di attività
Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti e Calore

Business Unit Estero

A2A Smart City Corporate

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

L'esercizio in corso è stato fortemente penalizzato dal venir meno del contributo, significativo nell'anno precedente (circa 100 milioni di euro), dei certificati verdi e di altri incentivi (*feed in tariff* impianto di Mese).

La contrazione di marginalità che ne è conseguita, amplificata dai minori margini conseguiti sul mercato dei servizi ancillari ("MSD") e dagli impianti termoelettrici convenzionali, è stata significativamente contenuta dalla *Business Unit* Generazione e *Trading*, grazie ai risultati positivi conseguiti dagli impianti termoelettrici a ciclo combinato, alle maggiori produzioni idroelettriche e al maggiore contributo del settore fotovoltaico.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 36 milioni di euro (293 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Il decremento è attribuibile prevalentemente al ripristino di valore, nell'esercizio corrente, per 127 milioni di euro relativo ai gruppi da 400 MW di Mincio, Chivasso e Sermide, contro la svalutazione, nell'esercizio precedente, degli *assets* della centrale di Monfalcone per un valore di 116 milioni di euro. I gruppi interessati al ripristino di valore erano stati totalmente svalutati negli anni precedenti a seguito di messa in conservazione; nell'anno in corso sono stati oggetto di un ripristino di valore, in considerazione del loro regolare funzionamento, delle mutate (crescenti) prospettive di utilizzo connesso anche al previsto *phase out* dal carbone, di scenario e di remunerazione fornita dal meccanismo del *capacity market*, già assegnato per gli anni 2022, 2023 e previsto per gli esercizi successivi.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 265 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Nel 2019 gli Investimenti sono risultati pari a 88 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso gli impianti termoelettrici per circa 48 milioni di euro e per circa 14 milioni di euro i nuclei idroelettrici di Valtellina, Mese, Udine, Calabria. Si registrano inoltre interventi di sviluppo per complessivi 19 milioni di euro relativi alla centrale di Brindisi (avvio attività di installazione dei compensatori sincroni) e agli altri impianti termoelettrici (investimenti di flessibilizzazione). Nel 2019, infine, si sono svolte attività per adeguamenti a norme per circa 4 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi all'impianto termoelettrico a ciclo combinato di Chivasso.

Nell'esercizio in esame le FTE risultano pari a 1.092 unità (1.103 FTE nell'anno precedente).

Business Unit Mercato

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

Dati quantitativi

	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	11.994	9.192	2.803	30,5%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	1.435	1.634	(199)	(12,2%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia (GWh)	227	-	227	n.s.
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	13.656	10.826	2.831	26,1%
	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	685	569	116	20,4%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	489	566	(77)	(13,6%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.174	1.135	39	3,4%
	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.875	1.338	537	40,1%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	579	587	(8)	(1,4%)
Totale Vendite Gas (Mmc)	2.454	1.925	529	27,5%
	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	744	633	111	17,5%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	744	878	(134)	(15,3%)
Totale PDR Gas (#/1000)	1.488	1.511	(23)	(1,5%)

Le quantità sono riportate al lordo delle perdite.
Il dato relativo ai POD e PDR non include le numeriche relative ai Grandi Clienti.

Nell'esercizio in esame, la *Business Unit* Mercato ha registrato 13.656 GWh di vendite di energia elettrica, in crescita del 26,1% rispetto all'anno precedente. L'incremento è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute ai grandi clienti del mercato libero, in parte compensate dalle minori vendite ai clienti serviti in regime di tutela.

Le vendite gas sono risultate pari a 2.454 milioni di metri cubi, in aumento del 27,5% rispetto al 2018. Tale variazione è dovuta in parte alle maggiori vendite al mercato libero, in particolare grandi clienti, ed in parte all'apporto derivante dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM a partire da luglio 2018.

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività <i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i> <i>Risultati per settore di attività</i>
Business Unit Generazione e Trading
Business Unit Mercato
<i>Business Unit Ambiente</i>
<i>Business Unit Reti e Calore</i>
<i>Business Unit Estero</i>
<i>A2A Smart City Corporate</i>
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Si è registrato, infine, un consistente aumento dei clienti del mercato libero *mass-market*, sia nel comparto elettrico che in quello gas: 227 mila in più rispetto alla fine del 2018, +205 mila escluso il Gruppo ACSM-AGAM.

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	2.724	2.230	494	22,2%
Margine Operativo Lordo	229	206	23	11,2%
% su Ricavi	8,4%	9,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(60)	(37)	(23)	62,2%
Risultato Operativo Netto	169	169	-	0,0%
% su Ricavi	6,2%	7,6%		
Investimenti	32	21	11	52,4%
FTE	862	829	33	4,0%
Costo del personale	55	46	9	19,6%

I ricavi si sono attestati a 2.724 milioni di euro (2.230 milioni di euro al 31 dicembre 2018), in crescita del 22,2% a seguito delle maggiori quantità vendute sia di elettricità che di gas e del differente periodo di consolidamento per dodici mesi del Gruppo ACSM-AGAM.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 229 milioni di euro (206 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Al netto delle partite non ricorrenti (+22 milioni di euro nel 2019 e +30 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 31 milioni di euro (+18% rispetto all'anno precedente). La variazione è stata determinata da un consistente aumento nei comparti *energy retail* (+38 milioni di euro) e illuminazione pubblica (+3 milioni di euro) e da un calo nel settore *energy solutions* (-10 milioni di euro).

L'aumento del comparto *energy retail* è riconducibile in parte all'apporto del Gruppo ACSM-AGAM pari, al netto del contributo del gruppo Aspem nel primo semestre 2018, a 17 milioni di euro ed in parte all'eccellente *performance* del comparto tradizionale (+21 milioni di euro). Nel 2019, infatti, i margini di contribuzione dei segmenti elettricità e gas sono risultati in significativa crescita (+40 milioni di euro), grazie all'aumento del numero di clienti a mercato libero, ai maggiori volumi di vendita verso i grandi clienti che hanno più che compensato una contrazione dei consumi unitari del gas, all'aumento della marginalità unitaria dei clienti del mercato libero soprattutto gas, nonché all'adeguamento dei corrispettivi RCV e PCV (delibera 706/2018/R/eel) a copertura dei costi di commercializzazione dell'energia elettrica. Tale crescita sostenuta è stata solo in parte ridimensionata dai maggiori costi prevalentemente di *marketing* e comunicazione esterna a supporto delle attività di acquisizione dei nuovi clienti.

La maggiore marginalità del comparto illuminazione pubblica è legata al rilascio di un più elevato numero di certificati bianchi nel 2019, nonché a una maggiore attività di manutenzione straordinaria.

La diminuzione di marginalità del settore *energy solutions* è riconducibile alle minori opportunità che il mercato dei certificati bianchi ha offerto agli operatori di settore, sia in termini di prezzo che di volumi scambiati anche a seguito dell'approvazione del DM MISE 10 maggio 2018 che ha disciplinato il prezzo di cessione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e le modalità di approvvigionamento da parte dei distributori obbligati all'annullamento dei titoli.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 60 milioni di euro (37 milioni di euro nel 2018). La variazione è legata principalmente a maggiori accantonamenti per cause fiscali, nonché a maggiori ammortamenti e svalutazioni a seguito del consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 169 milioni di euro, in linea con l'anno precedente.

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit* si sono attestati a circa 32 milioni di euro. In particolare, hanno riguardato per circa 20 milioni di euro il comparto *energy retail*, prevalentemente per gli interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo sulle piattaforme *Hardware* e *Software*, per circa 7 milioni di euro nuovi progetti di sviluppo del comparto illuminazione pubblica e per 5 milioni di euro progetti per l'efficienza energetica del comparto *New Energy Solutions*.

Nell'esercizio in esame le FTE della *Business Unit* Mercato si attestano a 862 unità con un incremento di 33 FTE rispetto all'anno precedente. L'aumento è riconducibile in parte ad una variazione di perimetro (acquisizione del ramo d'azienda X3Energy e di Suncity Energy) ed in parte a maggiori assunzioni per il potenziamento di alcune aree di attività, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo della *Business Unit* Mercato.

Lettera agli
Azionisti

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**

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Risultati per
settore di attività*

*Business Unit
Generazione e
Trading*

***Business Unit
Mercato***

*Business Unit
Ambiente*

*Business Unit
Reti e Calore*

*Business Unit
Estero*

*A2A Smart City
Corporate*

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Rifiuti raccolti (Kton)	1.708	1.671	37	2,2%
Residenti serviti (#/1000)	3.634	3.530	104	2,9%
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.340	3.547	(207)	(5,8%)
Energia elettrica venduta (GWh)	1.780	1.807	(27)	(1,5%)
Calore ceduto (GWht) *	1.505	1.419	86	6,1%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nell'esercizio in esame le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.708 migliaia di tonnellate, risultano in crescita del 2,2% rispetto all'anno precedente a seguito dell'aumento della popolazione servita.

Le quantità di rifiuti smaltiti, pari a 3.340 migliaia di tonnellate, evidenziano una contrazione del 5,8% rispetto all'esercizio precedente riconducibile interamente ai minori smaltimenti nelle discariche, in particolare nella discarica di Grottaglie a seguito del blocco dei conferimenti da gennaio 2019.

Le quantità di calore ceduto risultano in crescita del 6,1% grazie alle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento, mentre le quantità di energia elettrica evidenziano un lieve calo (-1,5%).

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	1.047	1.022	25	2,4%
Margine Operativo Lordo	271	268	3	1,1%
% su Ricavi	25,9%	26,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(159)	(87)	(72)	82,8%
Risultato Operativo Netto	112	181	(69)	(38,1%)
% su Ricavi	10,7%	17,7%		
Investimenti	97	105	(8)	(7,6%)
FTE	5.895	5.913	(18)	(0,3%)
Costo del personale	310	304	6	2,0%

Nel corso del 2019 la *Business Unit* Ambiente ha registrato ricavi per 1.047 milioni di euro (1.022 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 271 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno la maggiore marginalità del segmento raccolta, la positiva dinamica dei prezzi di conferimento (in particolare dei rifiuti assimilabili agli urbani), i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori e i maggiori ricavi da conferimento degli impianti di trattamento industriale.

Tali effetti positivi sono stati quasi totalmente riassorbiti dai maggiori costi di smaltimento, e dai minori ricavi derivanti dal conferimento alle discariche del Gruppo in esaurimento (Grottaglie, Barengo e Comacchio).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 159 milioni di euro (87 milioni di euro al 31 dicembre 2018). La variazione è dovuta prevalentemente alla svalutazione nel 2019 rela-

tiva alla discarica di Grottaglie (-48 milioni di euro) in considerazione delle ridotte capacità reddituali future, a seguito del rigetto del ricorso da parte del Consiglio di Stato verso la sentenza del T.A.R. di Lecce n. 143/2019 e la conseguente conferma dell’annullamento del DD45/18 che aveva permesso una modifica sostanziale dell’AIA relativa alla discarica con conseguente ripresa dell’attività di smaltimento.

Per la restante parte la variazione è riconducibile ai rilasci di eccedenze di fondi registrati nell’anno precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 112 milioni di euro (181 milioni di euro nell’anno precedente).

Gli Investimenti del 2019 si sono attestati a 97 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (49 milioni di euro), degli impianti di trattamento e delle discariche (25 milioni di euro), l’acquisto di veicoli, contenitori, sistemi operativi e ristrutturazione di edifici aziendali del comparto raccolta (23 milioni di euro).

Nell’anno le FTE della *Business Unit* Ambiente sono pari a 5.895 unità (5.913 FTE nell’anno precedente).

La variazione è la risultante sia della vincita di nuove gare e dell’ampliamento dei servizi per la raccolta e l’igiene urbana, sia dell’attuazione di importanti programmi di efficientamento nel comparto raccolta da una parte e di potenziamento di alcune strutture che svolgono attività di trattamento rifiuti dall’altra.

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
<i>Risultati per settore di attività</i>
<i>Business Unit Generazione e Trading</i>
<i>Business Unit Mercato</i>
<i>Business Unit Ambiente</i>
<i>Business Unit Reti e Calore</i>
<i>Business Unit Estero</i>
<i>A2A Smart City Corporate</i>
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Business Unit Reti e Calore

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

Dati quantitativi - Reti

	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Energia Elettrica distribuita (GWh)	11.735	11.913	(178)	(1,5%)
Gas distribuito (Mmc)	2.963	2.745	218	7,9%
Gas trasportato (Mmc)	350	372	(22)	(5,9%)
Acqua distribuita (Mmc)	78	72	6	8,3%
RAB Energia Elettrica (M€) ⁽¹⁾	641	646	(5)	(0,8%)
RAB Gas (M€) ⁽²⁾	1.426	1.395	31	2,2%

(1) Stima A2A.

(2) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

L'energia elettrica distribuita è risultata pari a 11.735 GWh, in lieve calo rispetto all'esercizio precedente (11.913 GWh). Le quantità di gas distribuito si sono attestate a 2.963 Mmc, in crescita del 7,9% rispetto alle quantità dell'anno precedente per effetto della variazione di perimetro a seguito del consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

L'acqua distribuita è risultata pari a 78 Mmc, in aumento rispetto alle quantità distribuite nell'esercizio precedente di 6 milioni di metri cubi soprattutto grazie all'apporto del Gruppo ACSM-AGAM.

Dati quantitativi - Calore

Gwht	31 12 2019	31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
FONTI				
Impianti di:	1.362	1.350	12	0,9%
- Lamarmora	410	447	(37)	(8,3%)
- Famagosta	71	104	(33)	(31,7%)
- Tecnocity	62	66	(4)	(6,1%)
- Altri impianti	819	733	86	11,7%
Acquisti da:	1.966	1.880	86	4,6%
- Terzi	441	437	4	0,9%
- Altre <i>Business Units</i>	1.525	1.443	82	5,7%
TOTALE FONTI	3.328	3.230	98	3,0%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.783	2.768	15	0,5%
Perdite di distribuzione	545	462	83	18,0%
TOTALE USI	3.328	3.230	98	3,0%
Energia elettrica da cogenerazione	316	317	(1)	(0,3%)

Note:

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

Le vendite di calore della *Business Unit* si sono attestate a 2.783 Gwht, sostanzialmente in linea con le vendite dell'anno precedente (+0,5%): l'incremento riconducibile alle variazioni di perimetro ha compensato le minori vendite effettuate nel 2019 a seguito delle temperature mediamente più miti rispetto al 2018.

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	1.096	1.110	(14)	(1,3%)
Margine Operativo Lordo	461	410	51	12,4%
% su Ricavi	42,1%	36,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(254)	(200)	(54)	27,0%
Risultato Operativo Netto	207	210	(3)	(1,4%)
% su Ricavi	18,9%	18,9%		
Investimenti	352	275	77	28,0%
FTE	2.647	2.658	(11)	(0,4%)
Costo del personale	100	102	(2)	(2,0%)

I ricavi del 2019 della *Business Unit* Reti e Calore si sono attestati a 1.096 milioni di euro (1.110 milioni di euro al 31 dicembre 2018). La variazione è riconducibile prevalentemente ai minori ricavi relativi ai contributi tariffari riconosciuti ai distributori per l'annullamento degli obblighi di risparmio energetico (TEE), in parte compensati dall'apporto del Gruppo ACSM-AGAM.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 461 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (+19 milioni di euro nel 2019 e +3 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 35 milioni di euro (+9% rispetto al 2018).

La variazione della marginalità è riconducibile soprattutto al comparto teleriscaldamento: l'aumento dei margini unitari ha più che compensato i maggiori oneri ambientali (CO2) e i mancati ricavi relativi ai certificati verdi di Canavese.

Hanno inoltre contribuito positivamente ai risultati della *Business Unit* l'aumento dei ricavi ammessi per la distribuzione gas e la crescita dei ricavi del settore idrico a seguito dell'incremento delle tariffe deliberate dall'Autorità di regolazione, la diminuzione dei costi fissi, nonché la variazione di perimetro determinata dai differenti periodi di consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 254 milioni di euro (200 milioni di euro nell'anno precedente). La variazione è riconducibile in parte ai maggiori ammortamenti per il consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM ed in parte alla maggiore svalutazione dell'avviamento delle reti elettriche a seguito dell'*Impairment test*, rispetto a quella rilevata nell'anno precedente (svalutazione pari a 85 milioni di euro nel 2019; 44 milioni di euro nel 2018).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 207 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Gli investimenti dell'esercizio in esame sono risultati pari a 352 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari, nonché investimenti per avvio progetto *smart meter* 2G (111 milioni di euro);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori e *smart meter* gas (112 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi di manutenzione e sviluppo sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (71 milioni di euro);

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi dei risultati per settore di attività

Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti e Calore

Business Unit Estero

A2A Smart City Corporate

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 58 milioni di euro.

Nel 2019 le FTE si attestano a 2.647 unità, sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente (-11 FTE, pari a -0,4%).

Business Unit Estero

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	3	8	(5)	(62,5%)
Margine Operativo Lordo	(3)	-	(3)	n.s.
% su Ricavi	(100,0%)	0,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(1)	0	(1)	n.s.
Risultato Operativo Netto	(4)	0	(4)	n.s.
% su Ricavi	(133,3%)	0,0%		
Investimenti	-	0	-	n.s.
FTE	18	14	4	28,6%
Costo del personale	2	1	1	100,0%

I ricavi della *Business Unit Estero* al 31 dicembre 2019 risultano pari a 3 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e sono relativi alla realizzazione di impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia.

Il Margine Operativo Lordo è risultato negativo per 3 milioni di euro (nullo nell'anno precedente).

La variazione è riconducibile principalmente al protrarsi di alcune attività e allo slittamento di gare internazionali, che hanno sostanzialmente determinato un disallineamento tra costi sostenuti e relativi ricavi.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni dell'esercizio in corso sono pari a 1 milione di euro (nulli nell'anno precedente).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto risulta negativo per 4 milioni di euro (nullo nell'anno precedente).

Nell'esercizio in esame le FTE si attestano a 18 unità (14 FTE nel 2018). L'aumento è riconducibile alle assunzioni effettuate per il potenziamento della *Business Unit*.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi dei risultati per settore di attività

Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti e Calore

Business Unit Estero

A2A Smart City Corporate

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

A2A Smart City

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	63	53	10	18,9%
Margine Operativo Lordo	11	11	-	0,0%
% su Ricavi	17,5%	20,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(7)	(5)	(2)	40,0%
Risultato Operativo Netto	4	6	(2)	(33,3%)
% su Ricavi	6,3%	11,3%		
Investimenti	16	11	5	45,5%
FTE	145	148	(3)	(2%)
Costo del personale	9	9	-	0,0%

Nel 2019, i ricavi della società A2A Smart City S.p.A. sono risultati pari a 63 milioni di euro, in aumento di 10 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente per l’ampliamento dei servizi offerti alle altre società del Gruppo e agli operatori terzi.

Il Margine Operativo Lordo, pari a 11 milioni di euro, risulta in linea con l’anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 7 milioni di euro (5 milioni di euro nel 2018).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto risulta pari a 4 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2018).

Gli Investimenti del periodo, pari a 16 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sulle reti di telecomunicazione.

Nel 2019 le FTE si attestano a 145 unità (148 FTE al 31 dicembre 2018).

Corporate

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	244	220	24	10,9%
Margine Operativo Lordo	(36)	(34)	(2)	5,9%
% su Ricavi	(14,8%)	(15,5%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(30)	(21)	(9)	42,9%
Risultato Operativo Netto	(66)	(55)	(11)	20,0%
% su Ricavi	(27,0%)	(25,0%)		
Investimenti	48	31	17	54,8%
FTE	1.422	1.353	69	5,1%
Costo del personale	136	115	21	18,3%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della *Corporate* non riaddebitati alle diverse società del Gruppo, si attesta nel 2019 a -36 milioni di euro (-34 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'anno precedente).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 30 milioni di euro (21 milioni di euro nell'anno precedente).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 66 milioni di euro (negativo per 55 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Gli Investimenti del periodo sono pari a 48 milioni di euro, e si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi e sui fabbricati.

Nel 2019 le FTE si attestano a 1.422 unità, +69 FTE rispetto all'anno precedente. La variazione è riconducibile prevalentemente al trasferimento di attività dalle altre *Business Units* del Gruppo e al potenziamento dell'attività di alcune Direzioni della *Corporate*.

Lettera agli Azionisti

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

Sintesi dei risultati per settore di attività

Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti e Calore

Business Unit Estero

A2A Smart City

Corporate

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni





6

Rischi
e incertezze

Rischi e incertezze

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

Il Gruppo ha inoltre implementato una specifica procedura che definisce in dettaglio ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di *Enterprise Risk Management* (ERM).

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-*business* e del settore di appartenenza. Tale modello è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo, del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di *assessment* che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei *risk owner* quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto ed il coordinamento della struttura organizzativa di *Group Risk Management* attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati: da un lato mira ad evolvere ulteriormente l'*assessment* rischi con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale evoluzione è svolta in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del *Management* e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito da *Group Risk Management*.

Il processo ERM supporta anche le certificazioni ISO9001, ISO14001 e ISO45001 del Gruppo.

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

Si segnala che, in termini di maggior impatto stimato sul Gruppo, le principali tipologie di rischio risultano essere, in ordine di importanza:

- cambiamenti normativi e regolatori;
- scenario energetico;
- contesto economico e socio-ambientale;
- *business interruption*;
- variazioni climatiche;
- *information technology*.

Emergenza COVID-19

Con riferimento alla recente emersione dell'emergenza Coronavirus, suscettibile di possibili ricadute su più di una delle tipologie di rischio sopra riportate, A2A ha posto in essere misure di gestione della crisi nonché l'identificazione di adeguate *mitigation* prospettiche legate al rischio di estensione temporale dell'emergenza.

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un *crisis plan* di Gruppo che identifica il sistema organizzativo, le attività e le procedure necessarie per fare fronte agli eventi che hanno portato alla dichiarazione di crisi, con lo scopo di tutelare le risorse umane interne ed esterne al Gruppo A2A, contenere i danni materiali e immateriali e garantire la corretta gestione dei flussi comunicativi verso l'esterno e la continuità del servizio offerto, ripristinando in tempi rapidi le normali condizioni di operatività e salvaguardando la reputazione e l'immagine aziendale. Si segnala che il Gruppo A2A sta gestendo l'emergenza sanitaria connessa al Coronavirus nella piena applicazione delle prescrizioni della suddetta procedura con costituzione e gestione di appositi comitati di crisi e di continuità.

Di seguito vengono descritte le principali azioni di presidio e di mitigazione identificate:

- definizione dei minimi di servizio funzionali da monitorare a cura dei responsabili di impianto e della lista dei responsabili necessari per gestire gli impianti e relativi *back-up*, anche con riferimento alle ditte appaltatrici;
- definizione dei modelli per consentire la circolazione del personale necessario per garantire i minimi di servizio;
- aumento della periodicità di igienizzazione dei locali comuni (pese, portinerie, refettori) e delle postazioni di lavoro;
- predisposizione di un piano dei fabbisogni di attrezzature e DPI da utilizzare in modalità usa e getta;
- adozione di soluzioni organizzative e tecnologiche per garantire lo svolgimento di alcuni processi critici da remoto e, in corso di definizione, modalità di esecuzione del pronto intervento;
- definizione delle modalità di interscambio tra il personale di centrale.

Con riferimento ad eventuali ricadute economiche il Gruppo non esclude, allo stato attuale, una contrazione nel volume di talune attività commerciali ed industriali il cui impatto sui risultati complessivi, qualora l'emergenza sanitaria non dovesse protrarsi oltre la fine dell'anno, si stima contenuto anche in considerazione all'ampia diversificazione delle attività stesse fra cui, alcune rilevanti, regolate. Maggiormente significativi potrebbero essere gli impatti determinati dallo scenario energetico soprattutto nel caso in cui l'attuale debolezza dovesse continuare o aggravarsi anche in conseguenza degli effetti macroeconomici derivanti dal protrarsi e diffondersi, a livello globale, della situazione di emergenza sanitaria. Per una più ampia discussione sui rischi associati al prezzo delle *commodities* e dello scenario energetico – anche sul valore d'uso degli impianti di generazione – si rimanda alla sezione sui rischi specifica. Il Gruppo sta inoltre rafforzando i presidi di liquidità atti a gestire le eventuali tensioni sul fronte creditizio in considerazione delle difficoltà a cui le utenze potrebbero dover far fronte.

Rischio cambiamenti normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e del gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come l'attività di *energy management*, *trading* e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

La Legge di Bilancio 2018 ha, inoltre, esteso le competenze di regolazione e controllo dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI che cambia nome in ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo e regolatorio al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (ARERA, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, Ministero dello Sviluppo Economico) e con gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

Per affrontare tali problematiche, il vertice aziendale ha costituito un'apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Concorrenza", a diretto riporto del Direttore Generale, ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il *business* e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola *compliance* o *litigation*.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le *Business Units* non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

È stato, altresì, costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e dall'Amministratore Delegato, oltre che dal Responsabile Relazioni Istituzionali Nazionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Concorrenza. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in

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

volta i Responsabili delle *Business Units* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità regolatorie, concordare una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicularle agli *stakeholders* di riferimento.

Affari Regolatori e Concorrenza ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. *Regulatory Review* prodotta semestralmente o la *Regulatory Agenda* redatta in occasione del *Budget*/Piano), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulle società.

La struttura organizzativa presidia, rispettivamente da gennaio 2017 e da gennaio 2019, anche il rischio regolatorio per il Gruppo LGH e per il Gruppo ACSM-AGAM al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni regolatorie e normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano le concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito della Legge n. 12/2019 che all'art. 11-quater ha disposto un riordino complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante;
- l'esito dei ricorsi presentati da alcuni operatori e da un'associazione di categoria per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna che hanno implementato la disciplina del *capacity market*;
- le gare inerenti l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la cessazione delle concessioni del SII in capo ad A2A Ciclo Idrico nella provincia di Brescia e loro trasferimento a titolo oneroso al Gestore Unico dell'ambito;
- la certificazione dei risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti all'avvio della regolazione del settore da parte di ARERA solo per gli aspetti inerenti la qualità commerciale e tecnica e non anche per il sostegno agli investimenti;
- gli impatti sul settore dei rifiuti dei primi provvedimenti di ARERA sia lato igiene urbana che regolazione del trattamento (in particolare per la definizione delle tariffe di accesso);
- le previsioni della Legge sulla Concorrenza 2017 in materia di cessazione dei regimi di tutela dei prezzi per i clienti dei settori elettrico e del gas la cui data è allo stato in discussione nell'ambito dell'iter di conversione del DL cosiddetto Milleproroghe.

Da ultimo si segnala che, considerati i numerosi interventi dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato sui settori di interesse del Gruppo A2A (in termini di avvii di istruttorie per abuso di posizione dominante, per intese nonché di indagini conoscitive) il CdA di A2A S.p.A. ha approvato nel CdA del 20 giugno 2019 l'adozione del Programma di *Compliance Antitrust* con la conseguente nomina di un Responsabile per la sua attuazione e nel CdA del 20 gennaio 2020 l'adozione del *Codice di Condotta Antitrust*.

Per una trattazione più dettagliata di questi rischi si rimanda alla sezione "Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A".

Rischio scenario energetico (rischio prezzo *commodities*)

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) nonché del tasso di cambio ad esse associato. Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle *commodities*, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi della Società.

Il Gruppo ha approvato una *Energy Risk Policy* che disciplina le modalità con cui viene monitorato e gestito il rischio *commodity* ovvero il massimo livello di variabilità cui il risultato è esposto con riferimento all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

In coerenza con quanto previsto dalla *Policy*, vengono annualmente definiti ed approvati dal CdA i limiti di rischio *commodity* del Gruppo.

Il rischio di mercato viene gestito monitorando costantemente l'esposizione netta totale del portafoglio di Gruppo ed agendo sui fattori che ne condizionano maggiormente l'andamento. Vengono defi-

nite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti, tipicamente tramite coperture a 12 mesi e parzialmente a 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l’obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di *asset* e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle *commodities*.

Rischio di contesto economico e socio-ambientale

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

Con riferimento alle attività della *Business Unit* Generazione e *Trading* l’attuale contesto dei mercati dell’energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione, con specifico riferimento a quelli termoelettrici, conferma un *trend* di sostanziale stabilità per quanto riguarda la remunerazione degli impianti mentre si evidenzia un quadro di rilevante tensione circa le quotazioni del gas. Tale tensione, in ragione delle correlazioni tra prezzo del gas e dell’energia elettrica osservate sul mercato, porta ad una riduzione della remunerazione degli impianti a fonte rinnovabile. A tale dinamica si affianca una eventuale evoluzione sfavorevole dei ricorsi presentati da alcuni operatori e da un’associazione di categoria per l’annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna che hanno implementato la disciplina del *capacity market* (con effetto, per gli impianti esistenti; nel 2022 e 2023). Si evidenzia peraltro come restino in essere ed operanti tutte le misure a suo tempo intraprese sugli impianti di generazione quali ad esempio attività e progetti mirati a garantire flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano richiesti alle unità di produzione. Tra questi, in particolare, la programmazione di investimenti di flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato, l’ammodernamento di impianti e macchinari e programmi di contenimento dei costi strutturali.

Inoltre è stata implementata una revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione nonché specifiche azioni di razionalizzazione nella gestione dei magazzini ricambi.

Sempre nell’ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica, si segnala che il Gruppo pone particolare attenzione, attraverso un dialogo stabile e collaborativo, svolto per il tramite della struttura organizzativa Affari Istituzionali, con istituzioni, autorità e comunità locali, alle tematiche di rischio riguardanti i siti produttivi che utilizzano o hanno utilizzato combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, San Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta percezione degli impianti nonché a creare le migliori condizioni per perseguire la futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione secondo tecnologie innovative ed all’avanguardia, atte a favorire lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nel contesto del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Ciò anche al fine di garantire i livelli occupazionali. Sempre con riferimento all’ambito della generazione di energia elettrica, si evidenzia l’evoluzione della tematica di rischio relativa all’affidamento delle concessioni idroelettriche di grande derivazione collegata alla Legge 12-2019 (conversione in legge del cosiddetto “DL Semplificazioni”) e relativi criteri di attuazione e di definizione di costi incrementali per i concessionari rispetto alla precedente disciplina.

Si segnalano anche i rischi legati ai potenziali impatti sul settore idroelettrico conseguenti a crescenti pressioni da parte di altri portatori di interessi legati alla risorsa idrica utilizzata dal Gruppo a scopo idroelettrico: vi è la possibilità che in futuro aumenti la quota di acqua da rilasciare per altri usi, nonché per maggiori obblighi in materia di deflussi ecologici, e che insorgano più stringenti limitazioni all’esercizio indotte dalla necessità di utilizzare le dighe realizzate a scopo idroelettrico anche per altri usi (irrigazione, riserva di acqua potabile e laminazione delle piene). Per gestire questa tematica il Gruppo attua un confronto costante con i diversi portatori di interesse al fine di giungere ad accordi e stipule di convenzioni a tutela degli interessi di A2A pur nel rispetto delle esigenze degli altri soggetti. Inoltre il Gruppo attua un presidio di tipo tecnico allo scopo di ottimizzare la produttività della risorsa idrica disponibile.

Per quanto riguarda la *Business Unit* Ambiente si segnala che la Legge di Bilancio 2018 ha assegnato ad ARERA poteri di regolazione e controllo sul ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani

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

e assimilati. Nel corso del 2019 ARERA ha pubblicato i primi provvedimenti in tema di regolazione tariffaria e trasparenza verso gli utenti, facendo seguito alla convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, alla pubblicazione di documenti di consultazione (DCO) e di ricognizione. La Delibera 443/2019/R/rif ha definito il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti (MTR), definendo “i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021”. Il MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati in un anno di riferimento e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di spazzamento e lavaggio strade, raccolta e trasporto, trattamento e recupero dei rifiuti urbani, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani, gestione tariffe e dei rapporti con gli utenti; con riferimento alla raccolta dei soli rifiuti urbani e al trattamento degli stessi, sussiste quindi il rischio di minore marginalità per il Gruppo, anche in quanto ha adottato una gestione efficiente del servizio. In data 30 dicembre 2019 due società del Gruppo A2A hanno, singolarmente e per diverse motivazioni, presentato ricorso al TAR Lombardia verso la Delibera 443/2019/R/rif. I ricorsi sono completati da istanza di sospensione cautelare dell'efficacia del provvedimento in considerazione del potenziale danno economico provocato alle società.

Per la *Business Unit* Ambiente e la *Business Unit* Reti e Calore si conferma la tematica relativa ai rapporti con alcuni portatori di interesse riferita alla futura realizzazione di nuovi impianti, all'ampliamento di quelli esistenti ovvero alla erogazione di servizi su nuovi territori. Con specifico riferimento agli impianti di termovalorizzazione, di recupero dei rifiuti e di depurazione dei reflui, per effetto di una non corretta percezione delle opere, potrebbero essere promosse forme di opposizione e protesta amplificate attraverso l'uso dei *social network*, con potenziali effetti sullo svolgimento delle attività in essere e sulla realizzazione dei programmi di sviluppo. Si segnala tuttavia che recentemente si assiste ad un movimento di opinione maggiormente orientato, rispetto al passato, alla soluzione dei temi ambientali attraverso realizzazione di impianti di recupero e smaltimento dei rifiuti.

A presidio delle tematiche il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali, con gli Enti e le Autorità di riferimento, anche attraverso la partecipazione a dibattiti pubblici, apposite conferenze stampa e campagne di comunicazione e sensibilizzazione nonché attraverso l'organizzazione dei forum *multi-stakeholder* pensati per promuovere il dialogo con il territorio. Il forum nasce con lo scopo di identificare delle soluzioni che possano rispondere in modo mirato ed efficace alle esigenze e alle aspettative dei portatori di interesse e che consentano di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività svolte dalle Società e dal Gruppo e dei servizi erogati sul territorio.

Inoltre si evidenzia come le Società del Gruppo attive nel *business* dell'illuminazione pubblica e nella gestione del ciclo integrato dei rifiuti, della pulizia delle strade e altri servizi essenziali per l'ambiente, l'igiene e il decoro delle città pongano particolare attenzione alla qualità dei servizi erogati, anche nell'ottica della prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti e nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; per mantenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi e di conseguenza conservare ed espandere il *business* societario sono state potenziate le strutture organizzative dedicate al costante monitoraggio delle opportunità e ad una efficace ed efficiente gestione delle gare.

Un fattore di incertezza che deve essere considerato per una corretta analisi del contesto economico e sociale è rappresentato dalla “Brexit”: il 31 gennaio 2020 il Regno Unito ha cessato ufficialmente di essere uno stato membro dell'Unione Europea ed è iniziato un periodo di transizione che durerà fino al 31 dicembre 2020. I possibili effetti economici della “Brexit” sull'Unione Europea si potrebbero concretizzare in una sensibile contrazione della crescita per il Regno Unito, in una maggiore volatilità dei mercati finanziari, in minori esportazioni verso la Gran Bretagna per effetto dell'indebolimento della sterlina sull'euro, ma anche nel re-indirizzamento verso gli altri Paesi UE di quegli investimenti presumibilmente previsti in Gran Bretagna.

Ciò premesso, in considerazione dei *business* operati dal Gruppo A2A sul territorio nazionale e presso altri paesi UE ed extra-UE, non si ritiene che il Gruppo stesso sia particolarmente esposto a rischi derivanti dalla “Brexit” nel conseguimento degli obiettivi aziendali che intende perseguire, ma che, in ragione delle modalità con cui il processo verrà condotto, possano invece aprirsi nuove opportunità di *business* grazie al *know-how* posseduto dalla Società.

Rischio paese

Il Gruppo A2A opera anche in Paesi Esteri caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi OCSE. A2A è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono produrre situa-

zioni quali contrazione dell'attività economica, difficoltà finanziarie dei governi locali, elevati livelli di inflazione, forte svalutazione della valuta locale, cambiamenti imprevedibili degli scenari legislativi e regolatori fino ai rischi potenziali di nazionalizzazione e/o esproprio degli *asset* locali ovvero di inconvertibilità e/o intrasferibilità della moneta locale, tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità del Gruppo di operare in condizioni economiche soddisfacenti e/o compromettere il valore degli *asset* A2A.

A presidio di detti rischi, in coerenza con il sistema procedurale per le attività all'estero, vengono predisposte specifiche analisi di rischio nell'ambito della valutazione preliminare delle iniziative di sviluppo relativamente ai Paesi Esteri di interesse.

Con riferimento alla quota azionaria detenuta nella società elettrica montenegrina EPCG, il Gruppo A2A ha esercitato, in data 1° luglio 2017, la *put option* di vendita sulla totalità delle azioni di proprietà A2A S.p.A. pari al 41,75% del capitale sociale di EPCG. La cessione delle quote, sulla base degli accordi presi con il Governo del Montenegro, si è conclusa con il pagamento dell'ultima rata nell'anno 2019.

Rischio di interruzioni di *business*

Il Gruppo gestisce siti produttivi e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali elettriche, impianti di recupero e smaltimento rifiuti, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, servizi di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio di erogazione di acqua potabile, ecc.) il cui malfunzionamento, danneggiamento accidentale o sospensione potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare perdite economiche ed eventuali danni di immagine dovuti all'interruzione dei servizi erogati.

Tali rischi sono legati a diversi fattori che, per alcune tipologie di impianti, potrebbero essere influenzati dalle evoluzioni del contesto competitivo e dei mercati di riferimento. Sebbene i rischi di indisponibilità degli impianti e delle infrastrutture siano da ritenersi intrinseci al *business* e non del tutto eliminabili, il Gruppo pone in essere, presso tutte le *Business Units* interessate, strategie di gestione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento e/o finalizzate ad attenuarne gli eventuali impatti.

La salvaguardia degli impianti e delle infrastrutture del Gruppo prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento, in linea con le *best practice* di settore, di procedure di manutenzione volte ad identificare e prevenire potenziali criticità, anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato. Prevede, inoltre, la revisione periodica degli impianti e delle reti, la riprogettazione di quelle parti di impianto che nel corso del tempo abbiano evidenziato problematiche strutturali, la condivisione delle esperienze operative tra i siti produttivi al fine di diffondere nel Gruppo le migliori e più innovative pratiche in ambito manutentivo, nonché l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico. È ampiamente diffuso l'utilizzo di strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici per il monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie oltre che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi. Il processo di integrazione fra i nuclei ingegneristici specializzati presenti nel Gruppo A2A ha portato ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi diagnostiche e di *performance* degli impianti.

Nell'ambito della *Business Unit* Generazione e *Trading* è prevista la progressiva adozione, su tutti gli impianti di produzione del Gruppo, di *software* e sistemi avanzati per il rilievo di problematiche tecniche incipienti ed il calcolo del rendimento effettivo degli stessi, volti a permettere un approccio ulteriormente predittivo, rispetto al passato, per la programmazione ed esecuzione delle manutenzioni. In particolare, l'utilizzo di droni per ispezioni e ricognizioni preventive sui paramenti delle dighe segue una metodologia condivisa con la Direzione Generale Dighe. Unitamente a tali azioni è stata avviata l'implementazione di un nuovo sistema di diagnostica basato sull'analisi dei rilievi e delle misure provenienti dalla sensoristica di campo, con un modello sviluppato internamente ad A2A.

La graduale adozione dei presidi sopra elencati è anche prevista nei casi di acquisizione di nuovi siti produttivi per favorirne l'allineamento agli standard di Gruppo.

Con riferimento alla *Business Unit* Ambiente si segnala che la recente evoluzione del contesto, anche normativo, costituisce un rilevante elemento di rischio con riferimento alle modalità di funzionamento degli impianti. In particolare la recente regolamentazione introdotta in materia di *End of Waste*, nelle more dell'emanazione di decreti europei o nazionali specifici, potrebbe mettere fortemente a rischio l'operatività dei termovalorizzatori per l'eventuale impossibilità di proseguire con le consuete modalità di conferimento delle scorie di fondo caldaia. Il 2 novembre 2019 è stata pubblicata la Legge 128/2019 di conversione del DL "Salva Imprese", che contiene la riforma della "cessazione della qualifica di rifiuto"

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

con la quale, in coerenza con la Direttiva 851/2018, viene abrogata la precedente misura contenuta nel DL “Sblocca Cantieri” e viene reintrodotta la possibilità dell’autorizzazione “caso per caso” in capo alle amministrazioni competenti (Provincia / Regione). Tuttavia a livello centrale vengono attribuiti compiti di accertamento e di controllo, da effettuare con il supporto di ISPRA, relativamente al rispetto dei requisiti previsti dalla Direttiva 851/2018, che possono portare a prescrizioni vincolanti per Amministrazioni ed imprese fino alla revoca delle autorizzazioni stesse. Tale previsione quindi mitiga ma non elimina il rischio per gli investimenti derivante dalla possibile revoca ex post dell’autorizzazione.

Permangono sia incertezze sia opportunità legate anche al futuro recepimento delle direttive europee sui rifiuti, denominate “pacchetto economia circolare”.

Circa le azioni per garantire il regolare funzionamento degli impianti sono in essere specifiche attività e sono installati strumenti di monitoraggio e prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento, trattamento e smaltimento dei rifiuti. In particolare, sono posti in essere procedure e controlli specifici per garantire la conformità dei rifiuti in ingresso agli impianti nonché l’adozione di un protocollo unificato per l’accettazione dei rifiuti in ingresso ai termovalorizzatori, declinato a livello di sito. Un software dedicato, inoltre, supporta l’effettuazione dei controlli e, in generale, la corretta movimentazione dei rifiuti. Inoltre sono presenti impianti, sistemi e modalità operative specifiche di caricamento ed uscita dei materiali depositati presso i siti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti volti al contenimento del rischio di sviluppo di incendi. La stessa *Business Unit* sta inoltre attuando operazioni di ottimizzazione della gestione di alcuni siti a supporto dell’efficientamento dei processi di smaltimento. Infine si evidenzia come siano stati pianificati, e in parte conclusi, interventi di carattere strutturale su tutti gli impianti del Gruppo, ed in particolare sui grandi impianti di termovalorizzazione, finalizzati a garantirne una maggior affidabilità e prospettiva di esercibilità nel tempo; si citano ad esempio la realizzazione di linee elettriche di *backup*, la sostituzione di componenti termomeccaniche giunte al termine della loro vita tecnica, rinnovamenti di strutture mirati a contenere fenomeni di ammaloramento, manutenzioni straordinarie finalizzate all’incremento della affidabilità dei macchinari nonché delle potenzialità termiche dei medesimi impianti, rinnovamenti dei sistemi di controllo degli impianti che risultano tecnologicamente obsoleti. A mitigazione di possibili ripercussioni sull’immagine del Gruppo, dovute alla temporanea impossibilità di conferimento dei rifiuti, è prevista inoltre la possibilità di mutuo soccorso tra gli impianti del Gruppo ed il coordinamento centralizzato delle fermate programmate per manutenzione.

Con riferimento alla tematica dell’eventuale interruzione dei servizi di raccolta dei rifiuti e pulizia urbana per effetto di eventuali scioperi del personale o di eventi meteorologici eccezionali nei territori dei comuni serviti dalle Società del Gruppo, sono in essere specifiche procedure gestionali e di programmazione per il recupero delle attività di raccolta o spazzamento finalizzate a ripristinare gli standard di qualità del servizio nei giorni immediatamente seguenti. Sono inoltre in essere disponibilità di mezzi tenuti a riserva per fronteggiare situazioni di emergenza, controllo e monitoraggio degli automezzi in servizio presso i territori serviti (anche con modalità *online* attraverso sala controllo dotata di strumentazione tecnica all’avanguardia), magazzini ricambi gestiti e strutturati per fronteggiare i guasti statisticamente più ricorrenti.

Nell’ambito delle reti di trasporto e distribuzione dell’energia e del gas, si evidenzia come siano stati programmati ed avviati interventi mirati ad incrementare l’affidabilità dei servizi nonché a garantire la costante adeguatezza delle infrastrutture con l’evoluzione ed espansione dei contesti urbani e territoriali serviti dalle diverse società del Gruppo, quali ad esempio l’implementazione e l’ampliamento dei sistemi di automazione e telecontrollo di stazioni e cabine e la realizzazione di nuove cabine per l’elettricità ed il gas. Nell’ambito dell’attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da particolari condizioni climatiche, con potenziali rischi di natura reputazionale conseguenti ad interruzioni di erogazione del servizio. Per fare fronte a queste situazioni, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha pianificato ed avviato il potenziamento degli impianti di trasformazione dell’energia elettrica con specifico riferimento alla realizzazione di nuove cabine primarie, l’estensione dei sistemi di telecontrollo delle cabine finalizzato anche alla riduzione dei tempi di ripristino del servizio di distribuzione, interventi di razionalizzazione della magliatura delle reti elettriche e piani straordinari di bonifica dei componenti ritenuti critici ai fini della continuità dell’esercizio. Nell’ottica delle recenti evoluzioni organizzative, sono presenti ed attualmente oggetto di unificazione ed ottimizzazione, presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che, in occasione di fenomeni eccezionali e difficilmente prevedibili in termini di localizzazione degli stessi e di valutazione dei loro effetti, risultano maggiormente esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

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

Il Gruppo A2A è inoltre attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “*smart-grid*”, ovvero una rete “intelligente” con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta riducendo il rischio di interruzioni. In particolare la *Business Unit* Reti e Calore è impegnata nello sviluppo delle nuove soluzioni per le cosiddette reti “*smart*” dove, attraverso l’introduzione di tecnologia digitale, si realizzano nuove funzionalità necessarie per gestire la crescente complessità derivante dalla diffusione delle fonti di generazione distribuita collegate alle reti in bassa tensione e per meglio rispondere alle richieste del Regolatore e alle attese dei clienti. Sempre nell’ambito dei *business* innovativi il Gruppo è impegnato nello sviluppo dell’offerta, per clienti privati ed istituzionali, di servizi *smart* quali le teleletture dei contatori, la videosorveglianza, l’illuminazione pubblica a LED, i servizi di *parking*, *sharing* e alimentazione di veicoli elettrici nonché servizi di efficienza energetica. I rischi collegati all’erogazione e sviluppo di detti servizi sono relativi alla qualità degli stessi con conseguenti riflessi sul livello di soddisfazione della clientela. A presidio di dette tematiche si evidenziano il controllo da remoto degli impianti consistente nella ricezione delle segnalazioni e degli allarmi da apparati e sistemi, prassi di manutenzione per garantire efficienza e sicurezza degli utenti, corpo procedurale di gestione dei reclami e altre procedure del Sistema di Gestione Qualità.

Unitamente ai continui presidi volti a garantire la continuità della fornitura anche tramite ampliamenti, manutenzioni e magliature delle reti, nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguente miglioramento del funzionamento delle reti. Sono inoltre allo studio interventi di costruzione di nuovi impianti (caldaie elettriche da tenere a riserva, realizzazione di accumuli termici presso alcuni siti della Società) e nuove reti di trasporto del calore, finalizzati alla copertura della domanda energetica di punta ed al miglioramento dell’assetto strutturale della rete nonché attività di *revamping* delle reti esistenti. Tali operazioni vengono integrate, in ambito di manutenzione della rete, da una costante analisi ingegneristica a supporto degli interventi di riparazione. Inoltre, sono in fase di valutazione tecniche innovative per il rilievo delle perdite dalle reti che prevedono l’impiego di droni ovvero di coloranti dell’acqua di vettoriamento del calore. Sono anche stati effettuati interventi mirati a garantire la continuità del servizio di teleriscaldamento per le situazioni di temporanea interruzione di conferimento di calore alla rete da parte dei termovalorizzatori del Gruppo. Ad esempio, relativamente all’impianto TV Silla2, sono state realizzate nuove tubazioni per erogazione del teleriscaldamento in caso di fuori servizio turbine.

Una tematica di rischio rilevante, e che risulta trasversale a tutti gli ambiti di *business* chiamati a gestire impianti ed infrastrutture, è quella relativa agli accessi fisici non autorizzati di personale esterno al Gruppo presso le sedi, gli impianti o le infrastrutture ICT, con potenziali ripercussioni sul corretto svolgimento delle attività di esercizio e sulla sicurezza del personale operativo, dei terzi non autorizzati, dei siti e dell’ambiente circostante. A mitigazione di tali possibili evenienze, si evidenzia come siano in fase di attuazione le attività di convergenza dei segnali, provenienti dai siti e infrastrutture delle Società del Gruppo, presso la *Security Control Room* di A2A. La società si è dotata di una *Security Policy* a livello di Gruppo nonché di procedure a livello di sito per disciplinare il controllo degli accessi agli impianti ed i servizi di vigilanza. Sono in fase di valutazione, ed in parte già realizzati, ulteriori interventi quali progetti di uniformazione dei sistemi di registrazione degli accessi presso sedi ed impianti, studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l’installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all’infrarosso. Per quanto riguarda gli accessi ai CED (Centri Elaborazione Dati) sono state effettuate verifiche sull’efficacia degli attuali sistemi di controllo e riviste le modalità di rilascio delle autorizzazioni. Le iniziative sopraelencate sono coordinate dalla struttura organizzativa *Group Security*, che è preposta al coordinamento degli aspetti di *security* con l’obiettivo di garantire la protezione delle risorse umane e materiali, degli *asset* industriali e delle informazioni gestite dal Gruppo A2A.

Infine, per coprire i rischi residuali, il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Nell’ambito del contratto assicurativo vengono condotti periodicamente (ogni 3 anni) sopralluoghi sugli impianti e raccomandati/verificati interventi di miglioramento della sicurezza degli *asset* e di *loss prevention*. Le condizioni contrattuali che caratterizzano

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

le polizze assicurative sono state oggetto di revisione in coerenza con le modalità di funzionamento degli impianti e con le condizioni dei mercati dell'energia.

Rischi connessi alle variazioni climatiche

Il Gruppo A2A ha avviato un processo di ulteriore evoluzione circa l'identificazione e la valutazione dei rischi connessi alle variazioni climatiche in accordo con le linee guida elaborate dalla *Task Force on Climate related Financial Disclosure* (TCFD). I rischi climatici vengono di seguito presentati secondo la classificazione proposta dal TCFD.

Rischi di transizione

Un rischio di transizione è rappresentato da potenziali impatti economico-finanziari sui margini della *Business Unit* Generazione e *Trading* del Gruppo per effetto di prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (EUAs) diversi da quelli previsti negli scenari di medio e lungo termine elaborati dal Gruppo stesso. L'impatto può essere favorevole o sfavorevole a seconda della direzione e dell'entità dello scostamento. La tematica è gestita nell'ambito del rischio *Commodities* (cfr. paragrafo rischio scenario Energetico).

Un'altra tematica di rischio è rappresentata dalle evoluzioni normative e/o legali in materia di sostegno pubblico alla produzione termoelettrica, sostegno istituito per garantire una adeguata capacità di produzione elettrica nell'attuale e futuro contesto di sviluppo e diffusione delle produzioni di energia da fonte rinnovabile non programmabile. Per fronteggiare questo rischio il Gruppo, oltre a mantenere un presidio sia di tipo normativo che tecnico al fine di aumentare le probabilità di avere accesso a tale sostegno, ha definito un piano di sviluppo nella produzione energetica da fonte rinnovabile con lo scopo di aumentare la diversificazione delle fonti energetiche, diversificazione che già costituisce un presidio grazie al consistente *asset* di generazione idroelettrica.

Si segnalano anche crescenti pressioni da parte di altri portatori di interessi in merito alla risorsa idrica utilizzata dal Gruppo a scopo idroelettrico (cfr. paragrafo rischio scenario di contesto economico e socio-ambientale).

Rischi fisici di tipo cronico

I rischi fisici di tipo cronico collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento, gestione calore) erogati dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio la scarsità di precipitazioni ovvero temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa.

Con riferimento alla *Business Unit* Generazione e *Trading*, scarse precipitazioni comporterebbero una minor disponibilità di risorse idriche rispetto a valori attesi (basati su stime di natura statistica). Per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, anche in presenza di periodi caratterizzati da particolare carenza, si evidenzia un presidio organizzativo costituito da unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio che di breve termine, degli impianti idroelettrici. A supporto di tale attività sono in corso di sviluppo anche nuovi strumenti atti a migliorare le previsioni meteorologiche (precipitazioni, manto nevoso, ecc.). Si segnala altresì che gli impianti idroelettrici del Gruppo hanno differenti caratteristiche in termini di sfruttamento della risorsa idrica e che sono distribuiti sul territorio italiano.

Per quanto riguarda la *Business Unit* Reti e Calore e la *Business Unit* Mercato, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento. Il presidio è costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore; inoltre si evidenzia come siano allo studio nuove iniziative che consentano di approvvigionare potenza termica, da destinare alle utenze del teleriscaldamento a condizioni maggiormente economiche rispetto all'utilizzo del gas, tramite il recupero di calore da impianti ed infrastrutture del Gruppo e di terzi, quali depuratori, acquedotti e acciaierie. Infine, si rileva l'impiego di innovativi sistemi di *forecasting* nonché l'adozione di strumenti di copertura dal rischio climatico (*weather derivatives*) per l'ambito del teleriscaldamento.

Temperature particolarmente elevate nei periodi estivi danno luogo a rischi di interruzione del servizio di distribuzione di elettricità, la cui gestione è descritta nel capitolo sulla interruzione di *business* della presente relazione.

Con riferimento al Servizio Idrico Integrato, sussiste anche il rischio legato alla scarsità della risorsa idrica destinata alla distribuzione di acqua potabile in caso di stagioni particolarmente siccitose, con conseguenti ricadute negative di carattere prevalentemente reputazionale; per garantire l'erogazione del servizio in maniera continuativa, il Gruppo A2A monitora e mappa le perdite dagli acquedotti per individuare la priorità degli interventi, ha commissionato studi per migliorare l'interconnessione degli acquedotti e sta collaborando con l'Università di Brescia per lo studio e l'applicazione del "Water Safety Plan", progetto per garantire sistematicamente la sicurezza di un sistema idropotabile, la qualità delle acque fornite e la protezione della salute dei consumatori. Inoltre il Gruppo ha avviato una attività di monitoraggio in ambito "Water Stressed Areas" che prevede la mappatura dei comuni più a rischio e l'affinamento del monitoraggio delle quantità di acqua trattata, erogata e persa.

Rischi fisici di tipo acuto

Il gruppo è esposto a potenziali impatti economici finanziari conseguenti a danni diretti sugli asset del Gruppo o indiretti e dovuti alla necessità di interrompere le attività produttive, in esito al verificarsi di fenomeni meteorologici estremi (es. alluvioni, frane, ecc). Il rischio comprende anche il caso che possano essere interessati da un evento meteorologico estremo infrastrutture di terzi, ma necessarie allo svolgimento delle ordinarie attività di esercizio (es. una linea di trasmissione di elettricità) o che possono interferire con le infrastrutture dei sistemi idraulici (canali, dighe, condotte).

Il Gruppo A2A adotta procedure e piani di emergenza (contingency) per gestire in maniera tempestiva ed ottimale il sopraggiungere di eventuali fenomeni meteorologici estremi quali frane, inondazioni, così come di altri eventi naturali non prevedibili come i terremoti. La tematica è mitigata dalla presenza di procedure di emergenza a livello di impianto che sono redatte anche in adempienza ai documenti della Protezione civile emessi dalle Prefetture.

Per contenere gli impatti economici dei rischi legati ai fenomeni naturali estremi la società ha stipulato contratti di assicurazione con copertura estesa anche a tali cause di danno. L'impatto residuo consiste quindi nella applicazione delle franchigie in caso del manifestarsi dello scenario. A tale fine è in corso un progetto di quantificazione di questo rischio residuo, che si basa sulle informazioni messe a disposizione dal broker assicurativo in esito ai sopralluoghi effettuati sugli impianti: l'attività che oggi ha permesso di valutare una significativa percentuale degli asset della Business Unit Generazione e Trading, della Business Unit Ambiente e una minore percentuale della Business Unit Reti e Calore, è in fase di espansione progressiva ad altri asset e tipologie di impianti del Gruppo.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

Per una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo, semestralmente al 31 dicembre e al 30 giugno viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati gli effetti sulla variazione del fair value dei derivati conseguente ad una variazione della curva forward dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischio credito

Il rischio di credito è connesso all'eventualità che una controparte, commerciale o di trading, sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure ed opportune azioni di mitigazione.

Il presidio di tale rischio viene effettuato sia dalla funzione di Credit Management allocata centralmente (e dalle corrispondenti funzioni delle società operative) che dall'Unità Organizzativa Group Risk Management che si occupa di supportare le società del Gruppo sia con riferimento alle attività commerciali che di trading.

Nello specifico, per quanto concerne le attività di trading ed in ottemperanza alle procedure in essere (Energy Risk Policy, Risk Management, Deal Life Cycle), Group Risk Management sulla base di sistemi proprietari valuta il Rating delle Controparti, definisce la Probabilità di Default e attribuisce la Massima Esposizione a Rischio, verificando sistematicamente il rispetto dei limiti di Rischio di Controparte.

Lettera agli Azionisti
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
Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Un ulteriore parametro oggetto di monitoraggio, che contribuisce a limitare il rischio di concentrazione sulla singola controparte, è rappresentato dal *Credit VaR*, ovvero la valutazione della rischiosità in termini di perdita potenziale, con un determinato livello di confidenza, associata all'intero portafoglio di crediti.

Relativamente alle controparti commerciali, ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Credit Risk Policy*), la mitigazione del Rischio avviene tramite la valutazione preventiva, l'ottenimento di garanzie e collaterali, la gestione delle compensazioni, l'ottimizzazione dei processi di sollecito e recupero del credito, nonché l'utilizzo di strumenti di monitoraggio e *reporting*. *Group Risk Management* interviene nella gestione del credito commerciale sia direttamente che indirettamente, attraverso un apposito modello proprietario, nella definizione del merito creditizio e del limite di fido dei clienti *business*, per i quali è richiesta deroga al rilascio di garanzia.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 31 dicembre 2019 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 540 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 250 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 434 milioni di euro. La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche attraverso un Programma di Emissioni Obbligatorie (*Euro Medium Term Note Programme*), attualmente in fase di aggiornamento, sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire alla società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 31 dicembre 2019 tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.549 milioni di euro ancora disponibili.

Rischio rispetto *covenants* su debito

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio rispetto *covenants*" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari. In ogni caso al 31 dicembre 2019 non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Rischio ambientale

I rischi conseguenti a eventuali inadempienze - reali o presunte - alla normativa e/o alle autorizzazioni o a possibili danni ambientali determinati da incidenti e/o dalla non corretta gestione delle attività svolte dal Gruppo sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Questa tipologia di rischi riguarda tutte le attività del Gruppo, con particolare riferimento allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica.

A presidio di tali potenziali eventi di rischio il Gruppo ha posto in essere azioni di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di deposito e stoccaggio dei materiali di rifiuto volte a prevenire fenomeni di inquinamento, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di prevenzione e/o abbattimento delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni gassose, impianti di depurazione delle acque di scarico degli impianti di produzione di energia e di trattamento rifiuti, sistemi di misurazione continua e periodica delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni. Per quanto attiene alla tematica relativa alla gestione degli invasi, con specifico riferimento alle attività di manutenzione/rimozione dei sedimenti ed ai corrispondenti possibili effetti negativi sulle acque e sul territorio locale, si evidenzia come siano in essere modalità controllate e specifiche per l'esecuzione delle operazioni di svaso volte a minimizzare gli effetti sull'ambiente. Infine si evidenzia come il Gruppo ponga attenzione, nell'ambito delle attività di acquisizione di nuovi asset, alla eventuale presenza di "passività ambientali", vale a dire quelle situazioni di rischio o non conformità latenti connesse al funzionamento degli stabilimenti e collegate alle precedenti gestioni, al fine di porre in atto tutte le misure volte alla loro rimozione.

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto anche attraverso le Strutture Organizzative Ambiente, Salute e Sicurezza di società e di sito, che forniscono il necessario supporto a dipendenti, funzionari e *management* nel presidio degli aspetti ambientali significativi, nella presa in carico delle evoluzioni normative e nella gestione del sistema HSE (*Health Safety Environment*).

La Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza supporta altresì il vertice aziendale nella definizione delle politiche in materia, verificando la loro corretta attuazione e il rispetto delle normative applicabili in tutte le realtà e nei processi interni. Le principali attività della struttura consistono nella definizione di linee guida, nel presidio della normativa di Ambiente e Sicurezza e nella sua diffusione all'interno del Gruppo, nonché nell'effettuazione di *audit* periodici, sia di conformità normativa che di rispetto delle procedure aziendali. La struttura organizzativa incaricata di effettuare gli *audit* in materia di Ambiente e Sicurezza dal 2019 riferisce funzionalmente anche alla struttura di *Internal Audit*.

Il Gruppo ha adottato un documento di indirizzo sulla "Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza del Gruppo A2A" che si configura come lo strumento attraverso il quale viene delineato l'approccio a queste tematiche. Tale documento, ampiamente diffuso all'interno e all'esterno del Gruppo, esplicita i valori che sono alla base dell'operatività aziendale e che la Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore.

L'implementazione operativa della politica adottata avviene attraverso il ricorso ad un Sistema di Gestione Ambientale fatto proprio dalle entità operative del Gruppo che presentano aspetti ambientali significativi. Questo sistema prevede un programma di progressiva estensione e adeguamento agli standard di certificazione ISO 14001 per le principali attività del Gruppo, nonché il conseguimento della certificazione EMAS sui principali impianti.

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

Il Gruppo è attivo nella prevenzione di situazioni anomale o eventi esterni particolari, quali ad esempio le tematiche di rischio connesse al conferimento agli impianti di materiali fuori specifica; come prevenzione il Gruppo attua uno stretto controllo sui materiali in ingresso agli impianti e ha adottato linee guida interne per il controllo dei rifiuti recepite poi con apposite procedure a livello di impianto. Inoltre nel 2019 è terminata la sperimentazione e la selezione di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni di microinquinanti, per i quali le norme vigenti prescrivono solamente analisi periodiche, e sono in corso le attività di installazione di questa nuova strumentazione sui termovalorizzatori del Gruppo. Per garantire il rispetto dei limiti prescritti sono utilizzati materiali e tecniche per il sistema di depurazione dei fumi in grado di assorbire anche la eventuale presenza di maggiori quantità di microinquinanti rispetto alle attese. Infine è in atto una collaborazione con il Politecnico di Milano in una attività di ricerca finalizzata a migliorare ulteriormente l'efficienza dei sistemi di abbattimento delle emissioni.

Altri possibili eventi esterni riguardano gli scarichi anomali di inquinanti nelle fognature pubbliche che convogliano agli impianti di depurazione del Gruppo; per intercettare tempestivamente e gestire eventuali picchi di concentrazione di inquinanti, è stato avviato un programma di potenziamento delle stazioni di analisi dei reflui che transitano nelle pubbliche fognature prima dell'ingresso agli impianti di depurazione. Con riferimento alla tematica della depurazione delle acque reflue urbane sono in fase di valutazione, progettazione ed avviamento interventi di miglioramento e potenziamento delle infrastrutture esistenti.

Viene posta particolare attenzione al rischio di incendi presso i siti di deposito e di trattamento dei rifiuti, quali le piattaforme ecologiche (riciclerie) e gli impianti di recupero la tematica è gestita sia nell'ambito della *security* e della prevenzione degli accessi non autorizzati sia mediante la realizzazione, presso i principali siti, di misure di prevenzione aggiuntive rispetto a quanto indicato nel certificato di prevenzione incendi. Per far fronte tempestivamente all'eventuale insorgere di principi di incendio sono effettuate esercitazioni antincendio e sono allo studio tecniche innovative di rilevamento che prevedono, ad esempio, l'impiego di droni.

Nell'ambito della distribuzione del gas e dell'elettricità, si evidenzia un corpo procedurale focalizzato sui controlli inerenti la gestione del materiale escavato derivante da cantieri sulle reti, la definizione di *check list* sugli aspetti ambientali, il monitoraggio dell'attività degli appaltatori in ottemperanza a quanto previsto dalle Linee Guida aziendali, specifici programmi di formazione per il personale ope-

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

rativo presso le sedi provviste di deposito temporaneo a presidio di potenziali rischi conseguenti ad una non ottimale gestione dei rifiuti prodotti direttamente dalle attività proprie e indirettamente dalle attività dei propri appaltatori.

Un altro ambito di rischio riguarda l'eventuale strumentalizzazione di dati e informazioni ambientali che, pur senza fondamento, possono danneggiare l'immagine del Gruppo ovvero ostacolare il regolare esercizio degli impianti. A presidio di tali rischi il Gruppo attua il monitoraggio costante dei parametri ambientali sia della qualità delle acque distribuite che delle proprie emissioni e cura la pubblicazione di specifica reportistica. Il Gruppo è anche impegnato, a vari livelli, nel dialogo costante e trasparente e nei rapporti con gli enti, con le comunità di riferimento e con gli *stakeholders*, anche mediante strumenti quali le Dichiarazioni Ambientali (pubblicate per i siti che aderiscono al regolamento EMAS).

In particolare, al fine di essere sempre in linea con le migliori tecniche disponibili in campo ambientale e di programmare in modo efficiente gli eventuali nuovi investimenti che si rendessero necessari, il Gruppo ha partecipato e partecipa ai gruppi di lavoro per la definizione e l'applicazione dei BREFs (*Best Available Techniques Reference Documents*) quali i tavoli per il recepimento delle indicazioni del BREF per il *Waste Treatment*.

Il Gruppo tiene monitorata anche la normativa in campo ambientale al fine di adottare un approccio preventivo e cautelativo per quegli ambiti in cui la normativa ambientale non è univocamente definita. In tale quadro sono state valutate le possibili conseguenze, dirette ed indirette, sul *business* degli sviluppi in tema di *End of Waste*.

Il Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 viene costantemente tenuto aggiornato presso tutte le società del Gruppo nonché presso quelle di recente costituzione e/o acquisizione, anche con riferimento ai reati ambientali introdotti dalla Legge 68/2015.

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

Rischi di *information technology*

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza, la frammentazione delle piattaforme esistenti o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Struttura Organizzativa *Group ICT*.

Il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi all'interno del Gruppo, definito anche sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti ed in corso, ha portato al raggiungimento di alcuni importanti obiettivi. In seguito all'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi a supporto della distribuzione già effettuata, è stato completato anche il programma di convergenza dei principali sistemi a supporto delle attività commerciali. Negli ambiti in cui si rilevano ancora situazioni di inadeguatezza e frammentazione di sistemi e piattaforme utilizzate, in conseguenza delle quali sono possibili inefficienze nell'attuazione dei processi di *business* quali ad esempio l'*Energy Trading*, la fatturazione e la gestione del credito, si evidenzia come siano state pianificate ed in fase di attuazione le attività volte alla implementazione di attività di razionalizzazione e rinnovamento delle piattaforme esistenti. Peraltro sono stati conseguiti importanti risultati nel rinnovamento di alcune piattaforme a supporto delle attività di *business*, quali l'implementazione di una moderna piattaforma di *Customer Relationship Management* a supporto delle attività commerciali ed il rinnovamento dei sistemi in ambito *Business Unit Ambiente*.

Lo sviluppo ed efficientamento del complesso dei sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la progressiva attuazione di un piano strategico architetturale pluriennale e periodicamente aggiornato.

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* predefiniti, ha messo a punto un processo per garantire la continuità operativa, anche in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), di alcuni sistemi di particolare rilevanza per il *business*. Inoltre sono state portate a termine le attività di *transportation* del *Data Center* di Milano presso le infrastrutture di un fornitore esterno compiendo in tale modo un significativo passo in avanti nel conseguimento di più elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio. Si sottolinea altresì che sono attualmente presenti presidi di reperibilità di fornitori e risorse interne al

Gruppo per fare fronte ad attacchi logici, attacchi virali e cadute di sistema e che è in corso la valutazione delle vulnerabilità e relativo piano di *remediation* per gli applicativi più critici. Si segnala, infine, l'avvio delle attività di strutturazione del *Business Continuity Plan*, volto a costituire prospetticamente lo strumento attraverso cui il Gruppo potrà fare fronte a ulteriori scenari di indisponibilità dei servizi per gli ambiti ritenuti più critici; nell'ambito di tale progetto, assume particolare rilievo l'attività di valutazione e successiva implementazione di soluzioni, tra loro alternative, di miglioramento infrastrutturale del CED di Brescia, con l'obiettivo di incrementare ulteriormente i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, attraverso politiche interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni sensibili. Per migliorare ulteriormente il presidio in essere, è in corso l'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi; dalla suddetta attività di verifica, si procederà con l'implementazione dei profili finalizzata al rafforzamento degli aspetti di sicurezza per i sistemi informativi più critici. Sono state introdotte misure di *Network Access Control* - NAC - agli elementi della rete aziendale (*computer, server, firewall e router*) e strumenti *Cyberark*, che rappresentano un approccio specifico al *network management and security* ed il cui scopo è rafforzare la sicurezza della rete, monitorandone tutti gli accessi sulla base della *policy* di sicurezza. È stata siglata una convenzione con CNAIPIC (Centro Nazionale Anticrimine Informatico per la Protezione delle Infrastrutture Critiche), al fine di istituire forme di collaborazione diretta e gestione di possibili *incident*. Inoltre, sono in corso di implementazione le attività collegate al *masterplan* organico della sicurezza ICT previste per il triennio 2019/2021; in tale ottica sono state predisposte specifiche *policy* relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*, vengono effettuate valutazioni inerenti la vulnerabilità e piani di *remediation* per i principali applicativi utilizzati ed impiegati *software* specifici per la ricerca di *malware*. Infine sono state pianificate attività di strutturazione di un progetto di "*security by design*" finalizzato alla corretta individuazione dei requisiti di sicurezza per i sistemi e gli applicativi di futura implementazione.

Sempre con riferimento al tema della riservatezza e sicurezza dei dati si evidenzia l'impegno del Gruppo nella definizione ed implementazione di misure di natura organizzativa e tecnologica relative a quanto previsto nel Regolamento UE 2016/679 alias "GDPR"; il coordinamento della tematica viene garantito attraverso la struttura organizzativa "*Group Compliance*". È stato inoltre ultimato, in ambito ICT di Gruppo, un *audit* finalizzato ad identificare le principali caratteristiche e potenziali criticità degli attuali sistemi di gestione dei processi industriali (quali ad esempio i sistemi SCADA) che, in ragione di una sempre più spinta integrazione con i sistemi "IT" (*Information Technology*) risultano potenzialmente esposti a rischi di sicurezza ed integrità; le evidenze di tale studio hanno portato alla definizione di un piano di sviluppo per un nuovo modello di *governance* di tali sistemi, nonché alla pianificazione delle attività di realizzazione di un SOC (*Security Operation Center*) per il monitoraggio dei sistemi di controllo dei processi degli impianti ed infrastrutture a rete.

Con riferimento a Linea Group Holding, si evidenzia come i principali rischi si concentrino sui temi di integrità e riservatezza dei dati aziendali, nonché di continuità nella erogazione dei servizi ICT in caso di incidente rilevante. A tale proposito, sulla scorta di *audit* già effettuati in modo coordinato con la controllante, l'azienda ha messo in atto e ha pianificato una serie di attività finalizzate ad intraprendere il percorso operativo di integrazione con il Gruppo A2A: in particolare si segnala che è in fase di valutazione un programma di allineamento agli standard A2A nella gestione degli aspetti di sicurezza ICT, nonché è in fase di realizzazione il progetto di *backup* dei dati secondo il principio di "*off-site vaulting*", in coerenza con la *Policy* di *backup* di A2A. In quest'ottica, è opportuno inoltre evidenziare il tema del rischio associato alla convergenza, sulla più ampia mappa applicativa A2A, dei sistemi e delle piattaforme aziendali; a presidio di questa tematica, si evidenzia che verranno implementate le misure necessarie a minimizzare il rischio derivante dalle conversioni dati e trasferimento degli stessi su differenti mappe applicative. Con l'avvenuto conferimento della controllata Linea Com S.r.l. in A2A Smart City S.p.A. è stato condiviso un approccio comune ed integrato a livello di servizi ICT del Gruppo.

Rischio salute e sicurezza

Il Gruppo opera in un contesto di *business* eterogeneo, caratterizzato da una forte componente tecnologica e dalla presenza di personale sul territorio e sugli impianti.

Alcune attività del Gruppo, per loro natura, sono maggiormente connotate dal rischio di infortuni "tipicamente professionali" legati ai servizi operativi sul territorio e allo svolgimento di servizi tecnici e di attività presso gli impianti.

Lettera agli Azionisti
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
Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Attraverso la Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza (emanata anche nell'ambito del Sistema di Gestione della salute e della sicurezza dei lavoratori a norma ISO45001 e OHSAS18001) le misure di prevenzione adottate mirano ad un obiettivo di "rischio zero", promuovendo una costante crescita dei livelli di sicurezza nell'ambiente di lavoro. In particolare, in tale ottica, è in corso l'adozione di ulteriori modelli di valutazione del rischio Salute e Sicurezza a livello di singolo impianto.

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

Il presidio organizzativo, tra le altre attività, svolge *audit* specifici volti a monitorare il rispetto delle procedure di attuazione delle normative in materia, nonché attività di aggiornamento formativo del personale. A questo proposito sono definiti ed attuati piani di formazione obbligatoria specifica per ogni ruolo e incarico aziendale. Inoltre sono stati attuati e sono in fase di progressiva estensione a tutte le *Business Unit* programmi di formazione "*Leadership in Health and Safety – LiHS*", che prevedono a tutti i livelli un coinvolgimento emozionale sul tema della sicurezza e la diffusione della cultura della sicurezza tramite persone *leader* individuate all'interno delle aree operative.

Prosegue il progetto di revisione dell'attuale modello organizzativo basato sulla definizione di linee guida, metodologie, strumenti e controlli forniti dalla Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza e coadiuvati dal supporto di specifiche funzioni Ambiente, Salute e Sicurezza interne ad ogni *Business Unit* e dal coinvolgimento attivo delle strutture operative.

Infine è attivo il sistema di gestione della sorveglianza sanitaria dei dipendenti svolto attraverso l'ausilio di un'*equipe* di medici competenti dislocati territorialmente che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale. Nell'ambito di tale sistema sono predisposti specifici strumenti di analisi e *reporting* relativi alle risultanze delle attività di sorveglianza sanitaria.

A supporto del processo di miglioramento continuo della salute e della sicurezza si segnala che i) sono in corso studi per individuare sempre migliori e innovative soluzioni procedurali, tecnologiche, ergonomiche e culturali da applicare alle attività operative nell'ambito della raccolta rifiuti ed igiene urbana e ii) è stato messo a punto un Sistema di analisi e controllo su incidenti e infortuni. Tale sistema è attivo presso le principali Società del Gruppo e prevede la predisposizione di una reportistica periodica che, attraverso indicatori specifici ed informazioni sempre più dettagliate, fornisca un supporto nell'individuazione delle cause e delle azioni correttive e di mitigazione di incidenti ed eventi infortunistici. In ambito sicurezza una ulteriore tematica è quella collegata ai rischi di incolumità per i dipendenti che operano a contatto con il pubblico e/o cittadini per esempio in attività legate al recupero della morosità, ai controlli sulla correttezza della raccolta differenziata, alle sostituzioni/distacchi di contatori. Per gestire tali rischi il Gruppo svolge attività di formazione specifica del proprio personale.

Inoltre, i rischi di salute e sicurezza per il Gruppo A2A assumono una connotazione estensiva con il possibile coinvolgimento di terzi (personale delle ditte appaltatrici, utenti, cittadini, ecc.) in collegamento alla natura e alle modalità di effettuazione di diversi *business* operati dalle Società del Gruppo; si fa riferimento, ad esempio, alla gestione della sicurezza da parte di fornitori ed appaltatori (il Gruppo si è dotato di linee guida e procedure nelle attività affidate in appalto), ad eventuali incidenti nell'ambito della gestione degli impianti semaforici e di pubblica illuminazione, della gestione delle reti di distribuzione dell'elettricità e del gas anche con riferimento agli aspetti di interferenza dei relativi cantieri con il tessuto urbano di riferimento, alla raccolta dei rifiuti e allo spazzamento delle strade che prevede l'impiego di mezzi stradali anche di grosse dimensioni.

A mitigazione di tale tematica di rischio sono state pianificate attività di sostituzione dei circuiti elettrici più vetusti, campagne di verifica e, ove necessario, sostituzione dei sostegni di maggiore età, ed è stata completata l'attività di implementazione di nuovi sistemi di telecontrollo dei punti di illuminazione. Per quanto attiene la sicurezza stradale per gli automezzi che svolgono le attività di raccolta e igiene urbana, si evidenziano attività di formazione e sensibilizzazione del personale deputato alla guida dei mezzi, e si sta valutando l'adozione di sistemi tecnologici per il controllo da remoto e la limitazione della velocità dei veicoli.

La struttura organizzativa *Enterprise Risk Management*, in coordinamento con le strutture organizzative Ambiente Salute e Sicurezza, dialoga con i responsabili delle *Business Unit* per supportare l'individuazione e l'approfondimento degli eventuali rischi per il sistema di gestione per la salute e sicurezza anche in attuazione della nuova norma ISO45001:2018.



7

Gestione
responsabile
della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità

La tutela dell'ambiente, la salvaguardia delle risorse naturali, il rispetto dei diritti fondamentali dell'uomo, un modello economico in grado di integrare sviluppo dei territori e protezione dell'ecosistema terrestre sono diventati – da diversi anni – il fulcro delle agende politiche dei più importanti *leader* mondiali. Il 2015 è stato un anno ulteriormente decisivo in tal senso. Infatti, in occasione della 70ª Assemblea Generale delle Nazioni Unite, i *leader* dei Paesi membri hanno adottato un nuovo quadro globale per lo sviluppo sostenibile: la cd. Agenda 2030, costituita da 17 obiettivi (*Sustainable Development Goals – SDGs*), e 169 indicatori specifici per il periodo 2015–2030. L'adozione di questa agenda ha avuto una portata storica, non solo perché – per la prima volta – ha proposto un modello di sviluppo integrato in tutte le dimensioni (ambientale, economica e sociale), ma anche perché impegna tutti i Paesi membri (sviluppati e in via di sviluppo), insieme alle proprie imprese e ai propri cittadini, ad attivare azioni concrete, volte a garantire alle generazioni future un domani sostenibile.

A2A ha risposto a questa sfida, ridisegnando nell'aprile del 2016, la propria strategia di sostenibilità proprio alla luce delle priorità dell'Agenda ONU, definendo una Politica di Sostenibilità fondata su 4 pilastri: economia circolare, decarbonizzazione, *smartness* nelle reti e nei servizi e *people innovation*. Da questo documento discende il Piano di Sostenibilità, che riporta azioni e obiettivi concreti e misurabili, e che viene aggiornato annualmente in maniera integrata col Piano Industriale del Gruppo.

Il 13 maggio del 2019 è stato presentato all'Assemblea degli azionisti di A2A il terzo Bilancio Integrato del Gruppo, che per il secondo anno rappresenta anche la Dichiarazione Non Finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/16. Questo documento continua ad essere redatto secondo standard e metodologie rigorose e internazionalmente condivise, in particolare l'*Integrated Reporting Framework* (IR Framework) e gli Standard internazionali della *Global Reporting Initiative* (GRI). Per questo report, nel novembre del 2018, A2A è stata premiata per la sua capacità di raccontare l'impegno del Gruppo su temi ambientali e sociali e il suo modello di *business*, orientato a creare nel tempo valore sostenibile e condiviso con le comunità, vincendo il premio speciale "Oscar di Bilancio per la Dichiarazione non Finanziaria", nell'ambito della cerimonia della cinquantacinquesima edizione dell'Oscar di Bilancio.

Per il terzo anno consecutivo, nel documento, è stato inserito il monitoraggio del Piano di Sostenibilità, che ha evidenziato come la maggior parte degli indicatori stia avendo dei progressi significativi, dando ragione al lavoro che il Gruppo sta svolgendo.

Anche grazie a questo andamento, nei primi mesi del 2019, A2A ha ottenuto una migliore valutazione del proprio *rating* da parte di Standard Ethics: da EE- (*Adequate*) a EE (*Strong*). Il *rating* è collegato alla linea di credito sottoscritta ad agosto 2018, che vede il tasso di interesse ancorato al raggiungimento di specifici KPIs ambientali combinati con il *rating* annuale ESG di Standard Ethics. Inoltre, nel 2019, A2A ha emesso il suo primo *green bond* nell'ambito del *Green Financing Framework* recentemente pubblicato, destinato esclusivamente a investitori istituzionali a valere sul Programma *Euro Medium Term Notes*. L'emissione, 400 milioni di euro con durata 10 anni, ha suscitato grande interesse da parte degli investitori di tutta Europa, ricevendo ordini per 3,2 miliardi di euro, oltre 8 volte l'ammontare offerto.

La rendicontazione delle *performance* di sostenibilità sta proseguendo anche a livello territoriale. Nel 2019, infatti, sono stati pubblicati e presentati in eventi pubblici, i Bilanci di Sostenibilità 2018 di Valtellina-Valchiavenna, Piemonte, Milano, Friuli Venezia Giulia, Brescia, Bergamo. Anche quest'anno, i documenti – partendo dai 10 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 dell'ONU, scelti da A2A – descrivono nel dettaglio il contributo che il Gruppo sta dando allo sviluppo sostenibile di ciascun territorio. Per ciascuno di questi Bilanci è stata realizzata una versione cartacea di sintesi e una sezione di approfondimento dedicata sul *web*, all'interno della piattaforma www.forumascolto2a.eu, nella quale è possibile approfondire le *performance* del Gruppo sui diversi territori, oltre che ripercorrere le azioni e i progetti che A2A ha realizzato nel 2019.

Nell'ambito del programma di ascolto degli *stakeholder*, denominato forumAscolto, A2A ha selezionato i due migliori, tra i progetti che hanno partecipato alla *call to action* "creiAMO PIEMONTE". Ad entrambi i vincitori, "Mercato Circolare" e "Musicanti di Brema", è stato garantito, oltre ad un sostegno economico di 25 mila euro complessivi ciascuno, un percorso di *light incubation* per lo sviluppo della loro idea progettuale, in collaborazione con un incubatore locale. E così lo spettacolo "I Musicanti di Brema", nato per far riflettere in modo divertente sull'emergenza climatica, ha debuttato al Teatro Alfieri di Torino, in occasione del *Friday for the Future*. Mentre il "Mercato Circolare" ha definito dei percorsi didattico-esperienziali destinati a tutti gli ordini scolastici e che saranno realizzati a partire dal 2020.

Il Banco dell'Energia – il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia – promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM ha rilanciato nuovamente, in collaborazione con Fondazione Cariplo, il Bando “Doniamo Energia2”, per individuare ulteriori interventi finalizzati a supportare situazioni di vulnerabilità economica e sociale su tutto il territorio lombardo. A dicembre 2018 è stata pubblicata la graduatoria dei progetti aggiudicatari: 16 progetti per un totale di 205 organizzazioni che lavoreranno in rete. E, grazie ad una *partnership* tra il Banco e UBI Comunità, UBI Banca ha emesso il *Social Bond* “UBI Comunità per Banco dell'energia Onlus”, i cui proventi, pari a 100.000 euro, contribuiranno a sostenere 200 famiglie che si trovano in una situazione di vulnerabilità economica e sociale, attraverso la distribuzione di beni di prima necessità e il pagamento di spese urgenti (come bollette di gas e luce di qualsiasi operatore, rette scolastiche, rate del mutuo) alle famiglie.

Per quanto concerne le attività *educational*, nel mese di giugno 2019, si è chiuso il concorso “Missione Terra *Global Goal Protocol*” per l'anno scolastico 2018–2019, dedicato alle scuole italiane dell'infanzia, primarie e secondarie di primo e di secondo grado, focalizzato sui 17 *Global Goal* promossi dall'ONU. Sono state 127 le scuole italiane che hanno partecipato, producendo 390 lavori, con 12 vincitori, divisi nei quattro gradi scolastici e premiati con buoni per l'acquisto di materiali didattici. Il progetto è stato realizzato con il patrocinio di ASviS – Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile e UN Global Compact. E ancora, a settembre 2019, in occasione dell'avvio del nuovo anno scolastico (2019–2020), è stata lanciata la nuova edizione del concorso “Missione Terra *Global Goal Protocol*”, sempre dedicato alle classi delle scuole primarie e secondarie di primo e secondo grado, e che sarà focalizzato sull'obiettivo n. 4 dell'Agenda 2030 dell'ONU, relativo alla “Istruzione di Qualità”. Infine, in concomitanza con l'avvio dell'anno scolastico 2019–2020, sempre in linea con l'Agenda 2030 dell'ONU, con particolare riferimento agli obiettivi n. 6 (Acqua pulita) e n. 12 (Consumo responsabile), A2A e i Comuni di Milano e Brescia hanno omaggiato tutti gli studenti delle scuole medie delle due città di una borraccia in alluminio, con l'obiettivo di sensibilizzarli sul tema della riduzione della plastica monouso (in particolare PET) a favore del consumo dell'acqua del rubinetto: sostenibile, economica e sicura. Le borracce consegnate sono state circa 50.000. A queste si sono aggiunte le 8.500, distribuite alle matricole dell'Università degli Studi di Brescia, grazie al contributo di A2A Ciclo Idrico.

E ancora nell'ambito del lancio del nuovo sito per la scuola, l'innovativa piattaforma *digital* – dove è possibile trovare moltissime informazioni relative alle iniziative dedicate da A2A alle scuole, tutte gratuite – è stata realizzata la EDU TV, un nuovo canale di comunicazione multimediale per innovare il rapporto con i docenti, che possono fruire gratuitamente in modalità pubblica di video divisi in quattro diverse aree tematiche (tecnologia, sostenibilità, storia ed eventi legati ad A2A) e partecipare, su registrazione, ad eventi in *live streaming (webinar)* con la possibilità di interagire con il relatore attraverso una *chat*.

Infine nel 2019 è stata riprogettata integralmente la sezione della sostenibilità del sito www.a2a.eu, con l'obiettivo di semplificarne la navigazione e di accompagnare utenti, *stakeholder*, studenti o semplici curiosi, in tre direzioni di scoperta del mondo della sostenibilità di A2A: attraverso i 10 SDGs a cui si ispira la nostra Politica oppure a partire dai 4 PILASTRI che la caratterizzano o scoprendo i TEMI MATERIALI, che descrivono nel concreto quello che A2A fa per le comunità in cui opera. Queste tre chiavi di navigazione sono legate tra loro e ogni azione del Piano è misurabile e rappresentata con grafici che permettono di controllare, anno per anno, l'andamento della Politica di Sostenibilità.

Lettera agli Azionisti

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

Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni





8

Altre
informazioni

Altre informazioni

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

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

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l’attività di revisione nell’ambito del Gruppo nel corso del 2019, suddivisi tra il revisore principale EY S.p.A. e gli altri revisori.

Descrizione <i>migliaia di euro</i>	Revisore principale	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d’esercizio	145,0	
Revisione del bilancio consolidato	42,0	
Verifiche periodiche della contabilità	21,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	67,0	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	15,0	
Totale	290,0	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d’esercizio	800,0	
Verifiche periodiche della contabilità	196,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	187,0	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	48,0	
Gruppo LGH	256,0	
Gruppo ACSM-AGAM	355,0	
Totale	1.842,0	-
Società collegate e Joint Ventures		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	34,0	
Totale	34,0	-
TOTALE GRUPPO A2A	2.166,0	-

Nel corso dell’esercizio 2019 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al *network* EY, altre attività per l’ammontare complessivo di 52 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2019 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie, pari allo 0,757% del capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2019 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

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

Sedi secondarie

La società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

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

Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007)

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

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

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

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all’art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo “Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2019” parte integrante della documentazione di bilancio.

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

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

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

Lettera agli Azionisti

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

Altre informazioni