



2019

Relazione
Finanziaria
Semestrale

al 30 giugno 2019



Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019

Indice

Organi sociali	5
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
<i>Business Units</i>	8
Aree geografiche di attività	10
Struttura del Gruppo	12
Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2019	13
Azionariato	16
A2A S.p.A. in Borsa	17
Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)	19
2 Risultati consolidati e andamento della gestione	
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	24
Eventi di rilievo del periodo	32
Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019	34
Evoluzione prevedibile della gestione	35
3 Prospetti contabili consolidati	
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	38
Conto economico consolidato	40
Conto economico complessivo consolidato	41
Rendiconto finanziario consolidato	42
Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato	44
Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019	46
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010	48
Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010	50
4 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale	
Informazioni di carattere generale	52
Relazione finanziaria semestrale	53
Schemi di bilancio	54
Criteri di redazione	55
Variazioni di principi contabili internazionali	56
Area di consolidamento	57
Criteri e procedure di consolidamento	58
Stagionalità dell'attività	63
Sintesi dei risultati per settore di attività	64
Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria	68
Indebitamento finanziario netto	88
Note illustrative alle voci di Conto economico	91
Risultato per azione	99
Nota sui rapporti con le parti correlate	100
Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali	103
Garanzie ed impegni con terzi	104
Altre informazioni	105

5 Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali	132
2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali	134
3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato	136
4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto	142
5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese	145

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

<i>Business Unit</i> Generazione e Trading	150
<i>Business Unit</i> Mercato	160
<i>Business Unit</i> Ambiente	162
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	166
<i>Business Unit</i> Estero	177

7 Scenario e mercato

Quadro macroeconomico	180
Andamento del mercato energetico	183

8 Risultati per settore di attività

Risultati per settore di attività	186
<i>Business Unit</i> Generazione e Trading	188
<i>Business Unit</i> Mercato	191
<i>Business Unit</i> Ambiente	193
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	195
<i>Business Unit</i> Estero	197
A2A Smart City	198
Corporate	199

9 Rischi e incertezze

Rischi e incertezze	202
---------------------	-----

10 Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità	216
---	-----

11 Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98	220
---	-----

12 Relazione della Società di Revisione

	221
--	-----



Organi sociali

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.





1

Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units

Il Gruppo A2A opera principalmente nei settori della produzione, vendita e distribuzione di gas e di energia elettrica, del teleriscaldamento, dell'ambiente e del ciclo idrico integrato.

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

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici ed idroelettrici
- *Energy Management*

Estero

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

Mercato

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

A2A Smart City

- Sviluppo e gestione di infrastrutture tecnologiche per servizi digitali integrati

Corporate

- Servizi *corporate*

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.



1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura del
Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 30
giugno 2019*

Azionariato

*A2A S.p.A.
in Borsa*

*Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)*

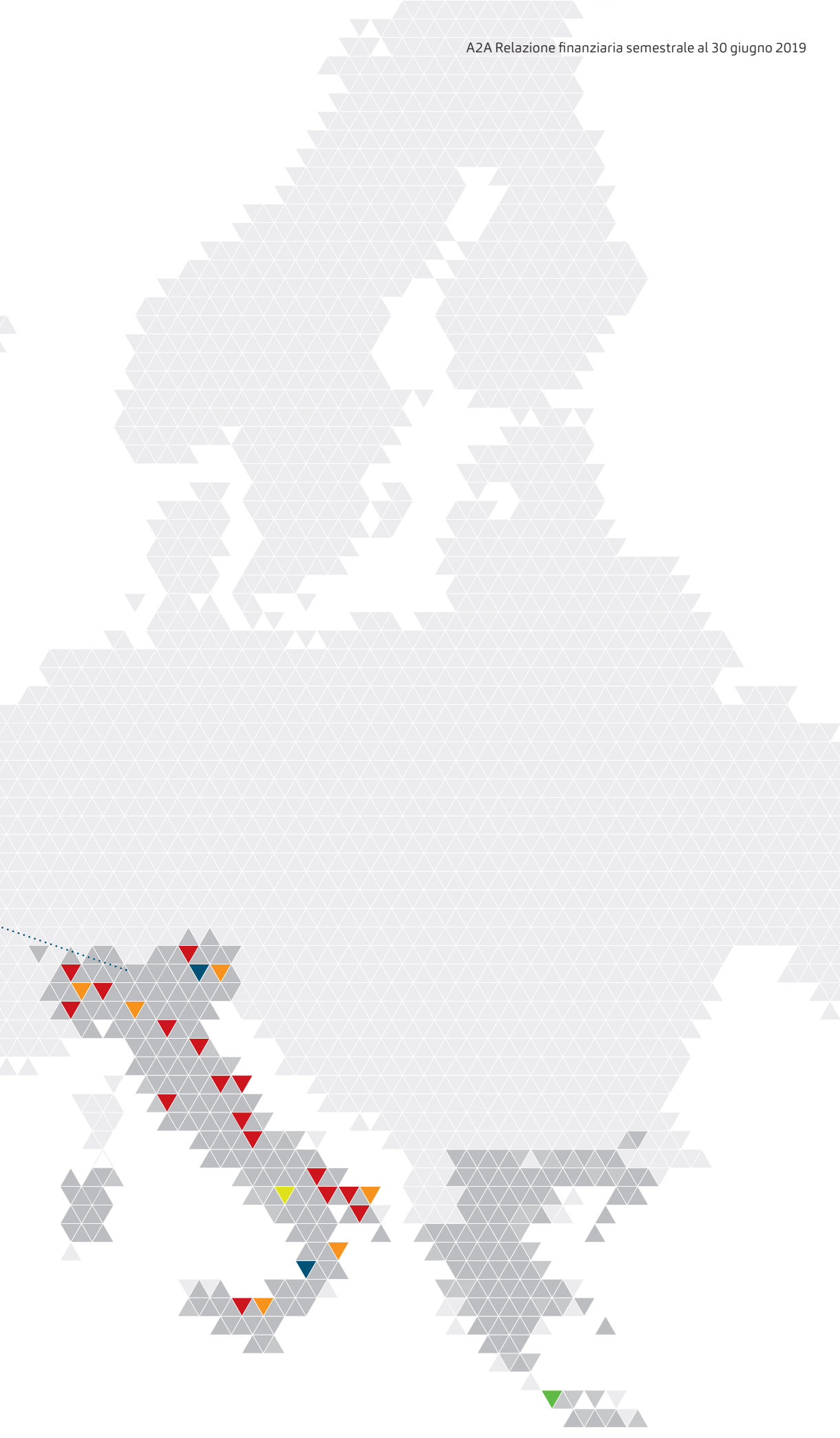


Aree geografiche di attività

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

Aggiornata al 30.06.2019





1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura del
Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 30
giugno 2019*

Azionariato

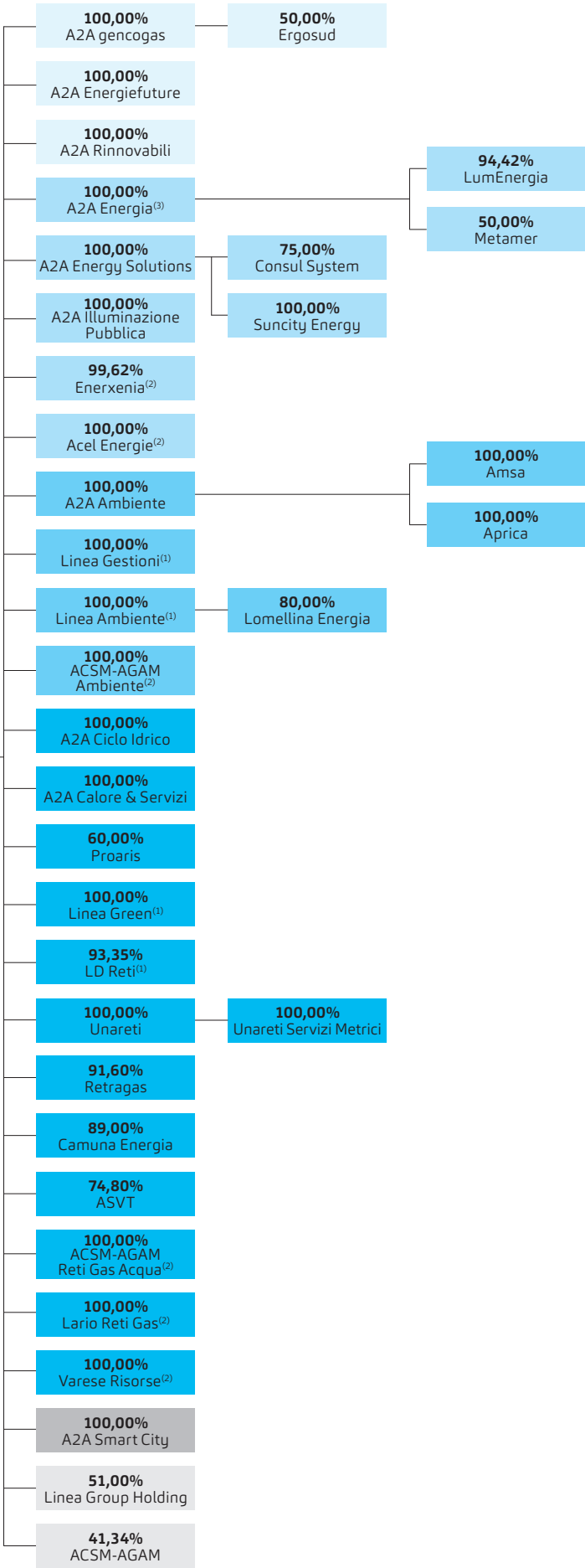
*A2A S.p.A.
in Borsa*

*Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)*

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 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2019 (**)



3.711

milioni di euro

RICAVI



582

milioni di euro

MARGINE OPERATIVO
LORDO



166

milioni di euro

RISULTATO
DEL PERIODO

Dati economici milioni di euro

	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018
Ricavi	3.711	3.081
Costi operativi	(2.775)	(2.090)
Costi per il personale	(354)	(334)
Margine operativo lordo	582	657
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(255)	(221)
Risultato operativo netto	327	436
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	6
Gestione finanziaria	(65)	(54)
Risultato al lordo delle imposte	262	388
Oneri per imposte sui redditi	(87)	(120)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	-	4
Risultato di pertinenza di terzi	(9)	(5)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	166	267
Margine operativo lordo/Ricavi	15,7%	21,3%

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività

Struttura del
Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 30
giugno 2019

Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

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

Dati patrimoniali <i>milioni di euro</i>	30 06 2019	31 12 2018
Capitale investito netto	6.566	6.545
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.450	3.523
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.116)	(3.022)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,90	0,86

Dati finanziari <i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018
Flussi finanziari netti da attività operativa	527	584
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(258)	(175)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	269	409

Indicatori significativi	30 06 2019	31 12 2018
Media Euribor a sei mesi	(0,279%)	(0,266%)
Prezzo medio del <i>Brent</i> (USD/bbl)	66,1	71,6
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	55,1	61,3
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	60,3	68,0
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	57,4	78,8
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	18,7	24,2
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	23,9	15,9

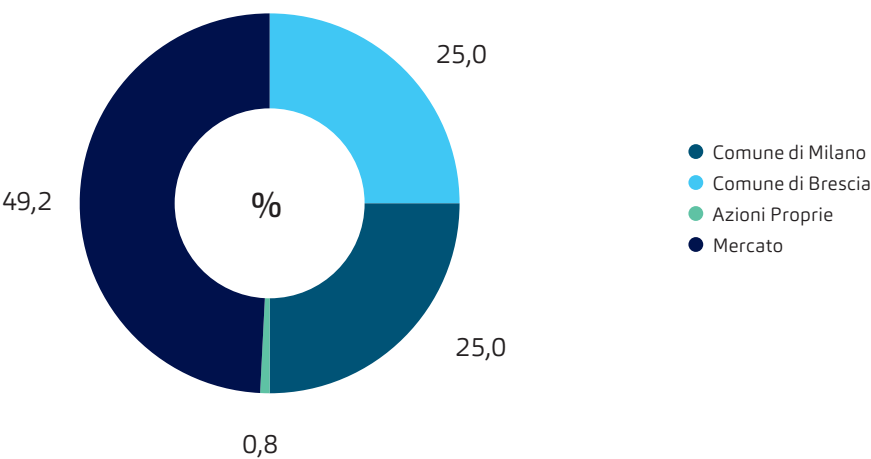
(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano

(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo	30 06 2019	30 06 2018
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	5.767	5.865
Produzione idroelettrica (GWh)	1.857	2.086
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	5.177	4.920
EE venduta in Borsa (GWh)	6.404	6.435
Mercato		
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	6.500	5.133
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.160	1.063
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	1.392	986
PDR Gas (#/1000)	1.492	1.282
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	858	838
Residenti serviti (#/1000)	3.586	3.528
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.675	1.755
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	877	889
Reti e Calore		
EE distribuita (GWh)	5.833	5.878
Gas distribuito (Mmc)	1.736	1.510
Acqua distribuita (Mmc)	38	32
RAB Energia Elettrica (M€)	649	631
RAB Gas (M€)	1.423	1.194
Vendita calore (GWht)	1.641	1.646
Produzione cogenerazione (GWh)	195	194

1	Dati di sintesi del Gruppo A2A
	Business Units
	Aree geografiche di attività
	Struttura del Gruppo
	Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2019
	Azionariato
	A2A S.p.A. in Borsa
	Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 30/06/2019).

Dati societari di A2A S.p.A.	30 06 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 giugno 2019 (milioni di euro)	4.781	
Capitalizzazione al 30 giugno 2019 (azioni)	3.132.905.277	

	Primi sei mesi 2019	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.843	4.801
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.548.696	8.871.887
Prezzo medio (euro per azione)	1,55	1,53
Prezzo massimo (euro per azione)	1,65	1,65
Prezzo minimo (euro per azione)	1,43	1,40

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

Indici etici

FTSE4Good Index
ECPI Indices
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 2018 ha ottenuto un rating di B- sul CDP Climate Change e sul CDP Water questionnaire.

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

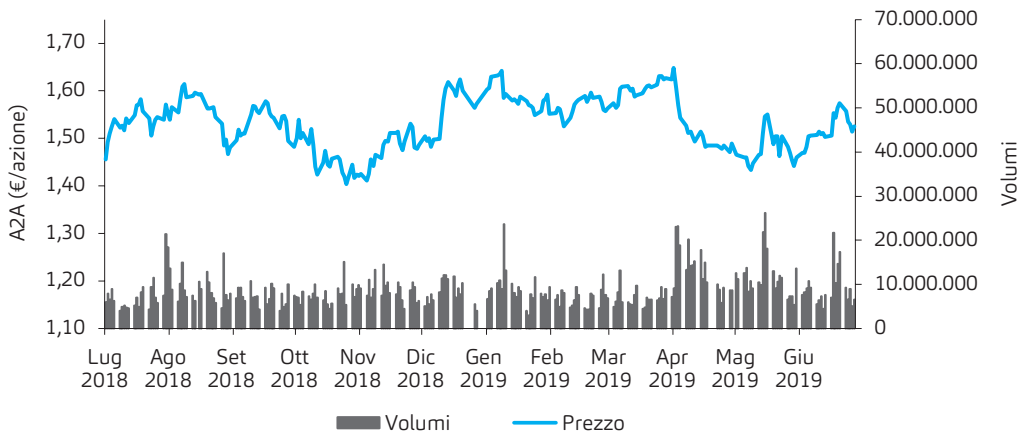
Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura del
Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 30
giugno 2019

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

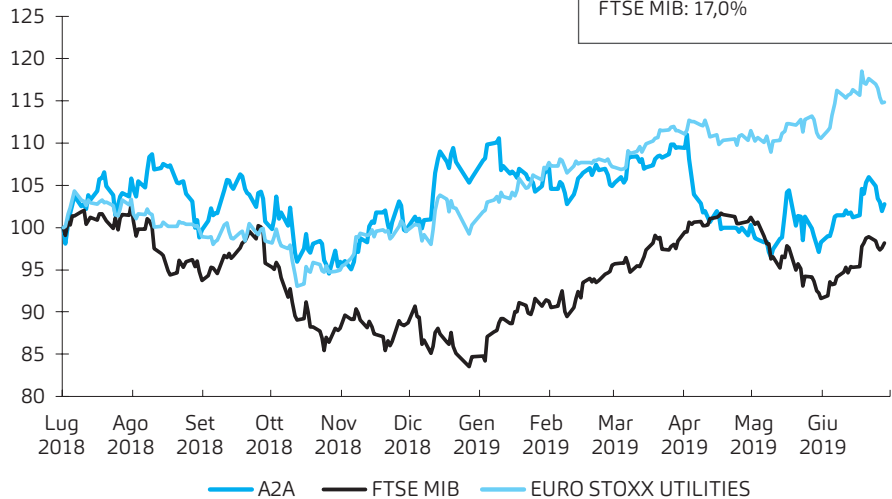
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 giugno 2018 = 100)



Volatilità storica degli ultimi 4 trimestri
A2A: 20,5%
FTSE MIB: 17,0%

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

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Nella presente Relazione finanziaria semestrale 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 i valori comparativi fanno riferimento ai valori al 30 giugno 2018 mentre 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.

1
Dati di sintesi del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2019
Azionariato
A2A S.p.A. in Borsa
Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Capitale immobilizzato netto

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

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

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

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

Capitale di funzionamento

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

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

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

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

Capitale investito/Capitale investito netto

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

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

Fonti di copertura

Le **Fonti di copertura** sono calcolate sommando il "Patrimonio netto" e la "Posizione finanziaria netta".

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

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

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

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

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

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

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

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

Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2019
Azionariato
A2A S.p.A. in Borsa
Indicatori Alternativi di Performance (AIP)





2

Risultati consolidati
e andamento
della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2019 è variato rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- consolidamento integrale del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal 1° luglio 2018;
- acquisizione e consolidamento integrale, rispettivamente a partire da dicembre 2018 e marzo 2019, 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 e della società Bellariva Enertel 07 S.r.l. proprietaria di un impianto fotovoltaico;
- acquisizione da parte di A2A Energy Solutions S.r.l. (detenuta 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 e 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;
- costituzione e consolidamento integrale della società Fair Renew S.r.l. (detenuta al 60%), costituita a luglio 2018;
- consolidamento integrale della società A2Abroad S.p.A., costituita a dicembre 2018;
- consolidamento integrale della società YADA ENERGIA S.r.l., costituita a giugno 2019.

I dati economici al 30 giugno 2019 risultano non omogenei rispetto all'esercizio precedente a seguito del consolidamento integrale del Gruppo ACSM-AGAM e dell'uscita del Gruppo Aspem a partire da luglio 2018.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 30 giugno 2019, confrontati con i dati del semestre dell'anno precedente.

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	Variazioni
Ricavi	3.711	3.081	630
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	3.610	2.969	641
- Altri ricavi operativi	101	112	(11)
Costi operativi	(2.775)	(2.090)	(685)
Costi per il personale	(354)	(334)	(20)
Margine operativo lordo	582	657	(75)
Ammortamenti e svalutazioni	(245)	(213)	(32)
Accantonamenti	(10)	(8)	(2)
Risultato operativo netto	327	436	(109)
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	6	(6)
Oneri netti di gestione finanziaria	(65)	(58)	(7)
Quota di risultato di società consolidate ad <i>equity</i>	-	4	(4)
Risultato al lordo delle imposte	262	388	(126)
Oneri per imposte sui redditi	(87)	(120)	33
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	175	268	(93)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	-	4	(4)
Risultato di pertinenza di terzi	(9)	(5)	(4)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	166	267	(101)

Nel primo semestre 2019, i **Ricavi** del Gruppo A2A, sono risultati pari a 3.711 milioni di euro, in aumento del 20,4% rispetto all'anno precedente. L'aumento dei ricavi è prevalentemente riconducibile ai ricavi da vendita di energia elettrica, a seguito delle 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, all'incremento dei prezzi unitari elettricità, parzialmente compensati dai minori ricavi relativi ai mercati ambientali.

I ricavi del Gruppo ACSM-AGAM, consolidato a partire da luglio 2018, risultano pari a 234 milioni di euro.

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 582 milioni di euro, in calo di 75 milioni di euro rispetto al primo semestre 2018 (-11,4%). Il contributo derivante dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal primo luglio 2018 è stato pari a 36 milioni di euro (9 milioni di euro il contributo dell'ex Gruppo Aspem consolidato nel primo semestre del 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (26 milioni di euro nel primo semestre 2018; 7 milioni di euro nel primo semestre 2019), il Margine Operativo Lordo è diminuito di 56 milioni di euro (-9%).

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

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	30 06 2018	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	117	225	(108)	(48,0%)
Mercato	116	111	5	4,5%
Ambiente	135	136	(1)	(0,7%)
Reti e Calore	223	192	31	16,1%
A2A Smart City	4	4	-	0,0%
Estero	(1)	-	(1)	n.s.
Altri Servizi e <i>Corporate</i>	(12)	(11)	(1)	(9,1%)
Totale	582	657	(75)	(11,4%)

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 117 milioni di euro, in riduzione di 108 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+3 milioni di euro nel 2019 e +7 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 104 milioni di euro.

Il confronto con il primo semestre 2018 è fortemente penalizzato dai risultati eccezionali conseguiti nell'anno precedente sui mercati ambientali (-94 milioni di euro) e sul mercato dei servizi ancillari ("MSD"), a seguito delle richieste di Terna del primo trimestre 2018.

La contrazione di marginalità che ne è conseguita, ulteriormente amplificata dalla minore produzione idroelettrica registrata nel periodo (-11%), è stata comunque contenuta dalla *Business Unit* grazie ad una buona *performance* degli impianti a ciclo combinato (sia di volume che di *spread*), ai migliori margini conseguiti nel settore fotovoltaico e al contributo del portafoglio gas che nel 2018 aveva risentito di uno scenario particolarmente penalizzante.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 116 milioni di euro (111 milioni di euro nel primo semestre 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (+3 milioni di euro nel 2019 e +16 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 18 milioni di euro (+19% rispetto al primo semestre dell'anno precedente). La variazione è stata determinata da un consistente aumento di marginalità nel comparto *energy retail* (+28 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 alla variazione di perimetro (consolidamento del gruppo ACSM-AGAM e contestuale uscita del gruppo Aspem) per 13 milioni di euro ed in parte all'eccellente *performance* della *Business Unit* (+15 milioni di euro).

Nel semestre in esame, infatti, i margini di contribuzione dei segmenti elettricità e gas sono risultati in significativa crescita (+23 milioni di euro), grazie all'aumento del numero di clienti a mercato libero (+104 mila rispetto alla fine del 2018), ai maggiori margini unitari e ai maggiori volumi di vendita ai grandi clienti che hanno compensato una contrazione dei consumi unitari del gas legata alle tem-

2 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo del periodo

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

perature più miti dell'anno in corso. 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 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 135 milioni di euro (136 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (saldo nullo nel 2019 e +2 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 1 milione di euro.

L'incremento di marginalità è stato sostanzialmente determinato dai prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori e dalla positiva dinamica dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, nonché dai maggiori ricavi da conferimento presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona e presso l'impianto fanghi.

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

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 223 milioni di euro (192 milioni di euro al 30 giugno 2018). Il consolidamento di ACSM-AGAM ha contribuito per 16 milioni di euro (19 milioni di euro nel primo semestre 2019; 3 milioni di euro dell'ex Gruppo Aspem nel primo semestre del 2018).

La variazione della marginalità della *Business Unit* è riconducibile in parte alla variazione di perimetro sopra menzionata, in parte alla crescita organica del *business*. A contribuire positivamente è stato soprattutto il comparto teleriscaldamento: l'aumento dei margini unitari ha più che compensato la diminuzione delle vendite legata alle temperature miti, i maggiori oneri ambientali (CO2) e i mancati ricavi relativi ai certificati verdi di Canavese.

Hanno inoltre contribuito positivamente l'aumento dei ricavi ammessi per la distribuzione gas e l'aumento dei ricavi del settore idrico legato all'incremento delle tariffe deliberate dall'Autorità di regolazione.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Estero risulta negativo per 1 milione di euro (nullo nel primo semestre del 2018).

A2A *Smart City* ha registrato nel primo semestre un Margine Operativo Lordo pari a 4 milioni di euro, in linea con il medesimo periodo dell'anno precedente.

Gli **"Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni"** risultano complessivamente pari a 255 milioni di euro (221 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 245 milioni di euro (213 milioni di euro al 30 giugno 2018) e registrano un incremento complessivo di 32 milioni di euro di cui 19 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 59 milioni di euro (38 milioni di euro al 30 giugno 2018). La voce rileva maggiori ammortamenti per 21 milioni di euro di cui 12 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM (di cui 3 milioni di euro relativi agli effetti delle *Purchase Price Allocation*), 1 milione di euro relativo agli effetti delle *Purchase Price Allocation* delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite nel corso del 2019, 3 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori gas, 1 milione di euro relativo alla rete di distribuzione acqua e 4 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 11 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2018 e riguardano principalmente:

- maggiori ammortamenti, per 10 milioni di euro, conseguenti all'applicazione del principio IFRS 16, di cui 1 milione di euro relativo al Gruppo ACSM-AGAM;
- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite a partire dal secondo semestre 2018 per 2 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 8 milioni di euro, relativi alla centrale di Monfalcone conseguenti la svalutazione effettuata nel corso del 2018;
- minori ammortamenti, per 2 milioni di euro, relativi alla centrale di San Filippo del Mela.

Gli “Accantonamenti per rischi” presentano un effetto netto pari a 7 milioni di euro (positivo per 5 milioni di euro al 30 giugno 2018) dovuto per 5 milioni di euro agli accantonamenti per canoni di derivazione d’acqua pubblica, per 6 milioni di euro ad accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura discariche e per 1 milione di euro ad accantonamenti relativi agli effetti dell’aggiornamento della perizia per la centrale di Brindisi, parzialmente rettificati da eccedenze per 5 milioni di euro dei fondi per contenziosi legali.

L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 3 milioni di euro (13 milioni di euro al 30 giugno 2018) di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, determinato dall’accantonamento del periodo.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” risulta pari a 327 milioni di euro (436 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” non presenta alcun valore al 30 giugno 2019 mentre risultava pari a 6 milioni di euro al 30 giugno 2018 e si riferiva alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione detenuta nella società Rudnik Uglja ad Pljevlja.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 65 milioni di euro (54 milioni di euro al 30 giugno 2018) e presentano un incremento pari a 7 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**” non presenta alcun valore al 30 giugno 2019 mentre risultava positiva per 4 milioni di euro al 30 giugno 2018 ed era riconducibile principalmente alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nel periodo in esame sono risultati pari a 87 milioni di euro (120 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Il “**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**” non presenta alcun valore al 30 giugno 2019 mentre al 30 giugno 2018 risultava pari a 4 milioni di euro e recepiva 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 166 milioni di euro (positivo per 267 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2019 è variato rispetto al 31 dicembre 2018 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili 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. 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.

2 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo del periodo

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

Capitale Immobilizzato Netto

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, è pari a 6.255 milioni di euro, in aumento di 124 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018.

Le variazioni sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento, al netto dell’apporto delle operazioni straordinarie pari a 2 milioni di euro, pari a 96 milioni di euro principalmente corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 151 milioni di euro, essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 62 milioni di euro, nella *Business Unit* Ambiente per 45 milioni di euro e nella *Business Unit* Generazione e *Trading* per 30 milioni di euro. Si segnalano inoltre investimenti pari a circa 14 milioni di euro suddivisi tra *Business Unit* Mercato, A2A Smart City e *Corporate*;
 - diminuzione di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - riduzione di 186 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo;
 - incremento netto di 132 milioni di euro per altre variazioni dovute principalmente all’aumento per 121 milioni di euro a seguito dell’applicazione del principio contabile IFRS 16, di cui 109 milioni di euro relativi alla prima applicazione, ed all’incremento per 12 milioni di euro dei cespiti relativi ai fondi *decommissioning* e fondi spese chiusura e post-chiusura discariche, a seguito dell’aggiornamento dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino.

Tra le immobilizzazioni materiali sono comprese “Attività per diritti d’uso” per complessivi 162 milioni di euro, iscritti con la metodologia prevista dall’IFRS 16 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici al 30 giugno 2019 risulta pari a 160 milioni di euro. Al 31 dicembre 2018 la posta ammontava a 54 milioni di euro facenti riferimento ai *leasing* finanziari in essere a tale data.

- le Immobilizzazioni Immateriali, mostrano una variazione in aumento di 32 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 attribuibile a:
 - incremento di 101 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo, essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 80 milioni di euro, nella *Business Unit* Mercato per 9 milioni di euro e nelle *Business Unit* Ambiente, Altri servizi e *Corporate* e Generazione per complessivi 12 milioni di euro;
 - riduzione di 59 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo;
 - altre variazioni in diminuzione per 10 milioni di euro principalmente riconducibili per 9 milioni di euro al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale e per 1 milione di euro agli smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento.
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 31 milioni di euro, in aumento di 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente a seguito dell’operazione di acquisizione del 26% di Suncity Group S.r.l.;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano un incremento netto pari a 10 milioni di euro derivante principalmente dall’aumento degli altri debiti non correnti inerenti le acquisizioni portate a termine dal Gruppo nel corso del primo semestre 2019;
- le Attività/Passività per imposte anticipate/differite, presentano un saldo pari a 274 milioni di euro corrispondente ad una variazione in aumento per 10 milioni di euro riferibile principalmente ad imposte anticipate IRES ed IRAP iscritte in seguito alla variazione delle valutazioni dei derivati *Cash flow hedge* e delle riserve IAS 19;
- I Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in aumento per 6 milioni di euro. La movimentazione del periodo è dovuta principalmente agli accantonamenti di periodo nei fondi per spese post-chiusura discariche a seguito dell’aggiornamento dei tassi di sconto utilizzati per 6 milioni di euro, accantonamenti netti connessi a canoni derivazione di acqua pubblica per 5 milioni di euro e rilasci per 5 milioni di euro per contenziosi legali ad esito favorevole;
- i Benefici a dipendenti, presentano una variazione in aumento per 8 milioni di euro, riferita principalmente alle valutazioni attuariali di periodo.

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 595 milioni di euro. La variazione risulta in aumento di 40 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Le poste principali sono di seguito commentate:

- Le **“Rimanenze”** sono pari a 182 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2018), al netto del relativo fondo obsolescenza per 17 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2018. La variazione in diminuzione è riconducibile principalmente all'effetto combinato della riduzione per 19 milioni di euro di combustibili (gas e gasolio) dovuto alla stagionalità e all'aumento delle giacenze di carbone presso terzi per 10 milioni di euro e delle giacenze di materiali per 3 milioni di euro.
- I **“Crediti commerciali”** risultano pari a 1.678 milioni di euro (1.781 milioni di euro al 31 dicembre 2018), con un decremento, al netto degli effetti dei primi consolidamenti pari a 2 milioni di euro, pari a 105 milioni di euro principalmente riconducibile ad effetto stagionalità.
- Il **“Fondo rischi su crediti”** è pari a 150 milioni di euro e presenta un decremento netto pari a 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, dovuto essenzialmente ad accantonamenti di periodo per 3 milioni di euro ed utilizzi per 16 milioni di euro conseguenti a depennamenti di crediti completamente svalutati.
- I **“Debiti commerciali”** risultano pari a 1.265 milioni di euro e presentano una variazione in diminuzione per 150 milioni di euro, al netto degli effetti dei primi consolidamenti pari a 2 milioni di euro, principalmente riconducibile ad effetto stagionalità.
- Le **“Altre attività/passività correnti”** presentano un incremento netto pari a 101 milioni di euro dovuto principalmente a:
 - aumento netto dei debiti per imposte per 89 milioni di euro;
 - aumento di 29 milioni di euro dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
 - aumento del debito verso l'erario per IVA, accise e altre imposte per 82 milioni di euro;
 - aumento delle attività per strumenti derivati per 21 milioni di euro;
 - aumento dei risconti attivi per 37 milioni di euro, principalmente dovuti al pagamento di canoni annuali avvenuto nel primo semestre del 2019;
 - riduzione degli anticipi a fornitori per acquisto combustibili per 15 milioni di euro;
 - aumento delle altre attività correnti per 32 milioni di euro conseguente al versamento di depositi cauzionali volti alla partecipazione in gare;
 - aumento dei crediti netti per 12 milioni di euro a seguito del riconoscimento da parte dell'Autorità di certificati bianchi;
 - riduzione pari a 5 milioni di euro dei debiti per componenti tariffarie sull'energia;
 - altre variazioni in aumento nelle attività correnti per 7 milioni di euro.

Le **“Attività/passività destinate alla vendita”** al 30 giugno 2019 presentano un saldo pari a 70 milioni di euro e si riferiscono al *fair value* della partecipazione in EPCG, detenuta all'11,9% da A2A S.p.A. (18,7% al 31 dicembre 2018).

Il **“Capitale investito”** consolidato al 30 giugno 2019 ammonta a 6.566 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.450 milioni di euro e nella Posizione Finanziaria per 3.116 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il **“Patrimonio netto”**, pari a 3.450 milioni di euro, presenta una movimentazione negativa per complessivi 73 milioni di euro.

Alla variazione hanno contribuito:

- il risultato dell'esercizio per 175 milioni di euro (166 milioni di euro di competenza del Gruppo e 9 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 14 milioni di euro.

2 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo del periodo

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019

Evoluzione prevedibile della gestione

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

La “**Posizione finanziaria netta**” si attesta a 3.116 milioni di euro (3.022 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Il flusso di cassa generato nel periodo è stato negativo e pari a 19 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 218 milioni di euro e investimenti dell’esercizio per 252 milioni di euro.

Le variazioni nel perimetro di consolidamento hanno comportato un miglioramento della Posizione finanziaria netta per complessivi 34 milioni di euro riconducibili all’incasso della terza rata della *put option* EPCG per 40 milioni di euro, in parte compensati dalle operazioni di acquisizione del periodo per 6 milioni di euro. La prima applicazione del principio IFRS 16 ha inoltre comportato un peggioramento netto della Posizione finanziaria netta pari a complessivi 109 milioni di euro.

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	31 12 2018	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.255	6.131	124
- Immobilizzazioni materiali	4.718	4.620	98
- Immobilizzazioni immateriali	2.334	2.302	32
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	31	23	8
- Altre attività/passività non correnti (*)	(132)	(122)	(10)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	274	264	10
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(648)	(642)	(6)
- Benefici a dipendenti	(322)	(314)	(8)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(111)</i>	<i>(101)</i>	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	241	302	(61)
Capitale Circolante Netto:	595	555	40
- Rimanenze	182	187	(5)
- Crediti commerciali	1.678	1.781	(103)
- Debiti commerciali	(1.265)	(1.413)	148
Altre attività/passività correnti:	(354)	(253)	(101)
- Altre attività/passività correnti (*)	(280)	(268)	(12)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(74)	15	(89)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(34)</i>	<i>(25)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	70	112	(42)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>70</i>	<i>109</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.566	6.545	21
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.450	3.523	(73)
Totale posizione finanziaria oltre l’esercizio successivo	2.926	2.968	(42)
Totale posizione finanziaria entro l’esercizio successivo	190	54	136
Totale Posizione finanziaria netta	3.116	3.022	94
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>27</i>	<i>19</i>	
TOTALE FONTI	6.566	6.545	21

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

milioni di euro

	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(3.022)	(3.226)
Effetto primi consolidamenti	(1)	(40)
Prima applicazione IFRS 16	(109)	-
Nuovi contratti IFRS 16	(12)	-
Risultato netto (**)	175	266
Ammortamenti	245	213
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	2	3
Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>	-	(4)
Interessi netti di competenza dell'esercizio	65	58
Interessi netti pagati	(50)	(54)
Imposte nette pagate	-	-
Variazioni delle attività e delle passività (*)	90	100
Flussi finanziari netti da attività operativa	527	582
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(252)	(187)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(6)	(1)
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	13
Dividendi incassati da partecipazioni	-	2
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(258)	(173)
Free cash flow	269	409
Dividendi pagati dalla capogruppo	(218)	(180)
Dividendi pagati dalle controllate	-	-
Altre variazioni non monetarie	(15)	(4)
Cash flow da distribuzione dividendi e altre variazioni	(233)	(184)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(8)	11
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(3.116)	(3.030)

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

2 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo del periodo
Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019
Evoluzione prevedibile della gestione

Eventi di rilievo del periodo

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 344 milioni di euro (+17%) e 1.231 milioni di euro (+3%).

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 si rimanda al paragrafo “Altre informazioni - 3) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso”.

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 - 3) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso”.

2 Risultati consolidati e andamento della gestione

*Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria*

*Eventi di rilievo
del periodo*

*Eventi di rilievo
successivi al 30
giugno 2019*

*Evoluzione
prevedibile della
gestione*

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019

A2A S.p.A. straordinario successo per la prima emissione obbligazionaria “green”.

In data 8 luglio 2019, A2A S.p.A. ha collocato il primo *green bond* nell’ambito del Green Financing Framework recentemente pubblicato da A2A, destinato esclusivamente a investitori istituzionali a valere sul Programma Euro Medium Term Notes.

L’emissione, pari a 400 milioni di euro e durata 10 anni, è stata preceduta da un *roadshow* a Milano, Londra, Amsterdam, Parigi, Monaco e Francoforte ed ha raccolto ordini per oltre 3,2 miliardi di euro. La forte domanda ha consentito una significativa riduzione dello *spread*, rispetto ai valori di lancio del *bond*, a livelli record in Italia (-35 bps). L’obbligazione *green* è stata collocata ad un prezzo di emissione 98,693%, paga una cedola annua pari all’1%, con uno *spread* di 105 punti base rispetto al tasso di riferimento *mid swap*.

L’emissione andrà a finanziare e/o rifinanziare progetti di sostenibilità ambientale relativi all’economia circolare, alla decarbonizzazione e alla *smartness* nelle reti. Previsti, inoltre, investimenti nel trattamento dell’acqua e dei rifiuti, nello sviluppo dell’energia rinnovabile, nell’efficienza energetica, nel trasporto sostenibile e nell’ammodernamento delle reti.

Presentato l’impianto di trattamento rifiuti elettrici ed elettronici del carcere di Bollate

In data 5 luglio 2019 è stato presentato l’impianto di trattamento dei rifiuti elettrici ed elettronici realizzato all’interno del carcere di Bollate. L’impianto occupa una superficie di circa 3.000 m² e ha l’autorizzazione al trattamento di 3.000 tonnellate all’anno di rifiuti elettronici, inoltre è dotato di un impianto fotovoltaico per l’autoproduzione di *energia green*. 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.

L’iniziativa risponde all’esigenza di promuovere l’inclusione socio-lavorativa di persone in difficoltà e per la gestione dell’impianto è stata costituita nel corso del 2017 la società LaboRAEE S.r.l., controllata da Amsa S.p.A., società del Gruppo A2A.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le attese del *Management* circa le *performance* economico-finanziarie del 2019 si confermano buone e allineate a quanto già riportato nel Comunicato Stampa relativo ai risultati del primo trimestre 2019: il Margine Operativo Lordo è atteso tra 1.155 e 1.185 milioni di euro (inclusi 25 milioni di euro di partite positive di reddito non ricorrenti); la redditività netta è attesa tra 300 e 330 milioni di euro.

La forte generazione di cassa operativa sarà utilizzata per finanziare investimenti record (previsti circa 700 milioni di euro) che, unitamente ai maggiori dividendi distribuiti a maggio 2019, determineranno un assorbimento netto di cassa di circa 200 milioni di euro.

2 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo del periodo

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2019

Evoluzione prevedibile della gestione





3

Prospetti
contabili
consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ⁽¹⁻²⁾

Attività

<i>milioni di euro</i>	Note	30 06 2019	31 12 2018
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
Immobilizzazioni materiali	1	4.718	4.620
Immobilizzazioni immateriali	2	2.334	2.302
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	23	16
Altre attività finanziarie non correnti	3	29	29
Attività per imposte anticipate	4	274	264
Altre attività non correnti	5	11	20
Totale attività non correnti		7.389	7.251
ATTIVITÀ CORRENTI			
Rimanenze	6	182	187
Crediti commerciali	7	1.678	1.781
Altre attività correnti	8	510	313
Attività finanziarie correnti	9	9	16
Attività per imposte correnti	10	51	49
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	553	624
Totale attività correnti		2.983	2.970
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	70	112
TOTALE ATTIVO		10.442	10.333

- (1) Come previsto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 gli effetti dei rapporti con le parti correlate nel bilancio consolidato sono evidenziati negli appositi prospetti e commentati alla Nota 39.
- (2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

3 Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Patrimonio netto e passività

milioni di euro	Note	30 06 2019	31 12 2018
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	13	1.629	1.629
(Azioni proprie)	14	(54)	(54)
Riserve	15	1.316	1.216
Risultato d'esercizio	16	-	344
Risultato del periodo	16	166	-
Patrimonio netto di Gruppo		3.057	3.135
Interessi di minoranze	17	393	388
Totale Patrimonio netto		3.450	3.523
PASSIVITÀ			
Passività non correnti			
Passività finanziarie non correnti	18	2.936	2.984
Benefici a dipendenti	19	322	314
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	648	642
Altre passività non correnti	21	154	148
Totale passività non correnti		4.060	4.088
Passività correnti			
Debiti commerciali	22	1.265	1.413
Altre passività correnti	22	790	581
Passività finanziarie correnti	23	752	694
Debiti per imposte	24	125	34
Totale passività correnti		2.932	2.722
Totale passività		6.992	6.810
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA		-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		10.442	10.333

Conto economico consolidato (1-2)

<i>milioni di euro</i>	Note	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018
Ricavi			
Ricavi di vendita e prestazioni		3.610	2.969
Altri ricavi operativi		101	112
Totale ricavi	26	3.711	3.081
Costi operativi			
Costi per materie prime e servizi		2.660	1.972
Altri costi operativi		115	118
Totale costi operativi	27	2.775	2.090
Costi per il personale	28	354	334
Margine operativo lordo	29	582	657
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	30	255	221
Risultato operativo netto	31	327	436
Risultato da transazioni non ricorrenti	32	-	6
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari		5	11
Oneri finanziari		70	69
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		-	4
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-
Totale gestione finanziaria	33	(65)	(54)
Risultato al lordo delle imposte		262	388
Oneri per imposte sui redditi	34	87	120
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		175	268
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	35	-	4
Risultato netto		175	272
Risultato di pertinenza di terzi	36	(9)	(5)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	37	166	267
Risultato per azione (in euro):			
- di base		0,0534	0,0859
- di base da attività di funzionamento		0,0533	0,0845
- di base da attività destinate alla vendita		0,0002	0,0014
- diluito		0,0534	0,0859
- diluito da attività di funzionamento		0,0533	0,0845
- diluito da attività destinate alla vendita		0,0002	0,0014

- (1) Come previsto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 gli effetti dei rapporti con le parti correlate nel bilancio consolidato sono evidenziati negli appositi prospetti e commentati alla Nota 39.
- (2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Conto economico complessivo consolidato

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	30 06 2018
Risultato del periodo (A)	175	272
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	(13)	3
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	4	(1)
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	(9)	2
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	(7)	14
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	2	(4)
Totale altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	(5)	10
Altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto al netto dell'effetto fiscale (D)	-	-
Totale risultato complessivo (A) + (B) + (C) + (D)	161	284
Totale risultato del periodo complessivo attribuibile a:		
Soci della controllante	152	279
Interessenze di pertinenza di terzi	(9)	(5)

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

3 Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Rendiconto finanziario consolidato

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	31 12 2018
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	624	691
Apporto primo consolidamento acquisizioni 2019/2018	2	26
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	626	717
Attività operativa		
Risultato netto (**)	175	348
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	186	372
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	59	91
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	2	167
Risultato di partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	-	(4)
Interessi netti di competenza dell'esercizio	65	116
Interessi netti pagati	(50)	(114)
<i>Imposte nette pagate (a)</i>	-	(102)
<i>Variazione delle attività e delle passività al lordo delle imposte pagate (b)</i>	<u>90</u>	<u>149</u>
Totale variazione delle attività e delle passività (a+b) (*)	90	47
Flussi finanziari netti da attività operativa	527	1.023
Attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(151)	(305)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(101)	(195)
Investimenti in partecipazioni e titoli (*)	(6)	(25)
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	13
Dividendi incassati da partecipazioni valutate ad <i>equity</i> e altre partecipazioni	-	2
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(258)	(510)
FREE CASH FLOW	269	513

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

(**) Il Risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni e immobilizzazioni.

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	31 12 2018
Attività di finanziamento		
Variazioni delle attività finanziarie		
Variazioni monetarie:		
<i>Nuovi finanziamenti</i>	-	-
<i>Incasso rimborso finanziamenti</i>	7	5
<i>Altre variazioni monetarie</i>	-	11
Totale variazioni monetarie	7	16
Variazioni non monetarie:		
<i>Altre variazioni non monetarie</i>	1	79
Totale variazioni non monetarie	1	79
Variazione delle attività finanziarie (*)	8	95
Variazioni delle passività finanziarie		
Variazioni monetarie:		
<i>Nuovi finanziamenti/bond</i>	-	68
<i>Rimborso finanziamenti/bond</i>	(104)	(521)
<i>Rimborso leasing</i>	(1)	(2)
<i>Dividendi pagati dalla capogruppo</i>	(218)	(180)
<i>Dividendi pagati dalle controllate</i>	-	(5)
<i>Altre variazioni monetarie</i>	(12)	(2)
Totale variazioni monetarie	(335)	(642)
Variazioni non monetarie:		
<i>Valutazioni a costo ammortizzato</i>	-	4
<i>Altre variazioni non monetarie</i>	(15)	(63)
Totale variazioni non monetarie	(15)	(59)
Variazione delle passività finanziarie (*)	(350)	(701)
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(342)	(606)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(73)	(93)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO/ESERCIZIO	553	624

3 Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
Conto economico consolidato
Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato
Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010
Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Descrizione <i>milioni di euro</i>	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	
Patrimonio netto al 31.12.2017	1.629	(54)	(20)	
IFRS9 - prima applicazione				
Saldi al 1° gennaio 2018	1.629	(54)	(20)	
Variazioni del primo semestre 2018				
Destinazione del risultato 2017				
Distribuzione dividendi				
Riserva IAS 19 (*)				
Riserve Cash Flow Hedge (*)			10	
Altre variazioni				
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di terzi				
Patrimonio netto al 30.06.2018	1.629	(54)	(10)	
Variazioni del secondo semestre 2018				
Distribuzione dividendi				
Riserva IAS 19 (*)				
Riserve Cash Flow Hedge (*)			3	
Altre variazioni				
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di terzi				
Patrimonio netto al 31.12.2018	1.629	(54)	(7)	
Variazioni del primo semestre 2019				
Destinazione del risultato 2018				
Dividendi distribuiti				
Riserva IAS 19 (*)				
Riserve Cash Flow Hedge (*)			(5)	
Altre variazioni				
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di terzi				
Patrimonio netto al 30.06.2019	1.629	(54)	(12)	

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
	1.030	293	2.878	135	3.013
	(4)		(4)		(4)
	1.026	293	2.874	135	3.009
	293	(293)	-		-
	(180)		(180)		(180)
	2		2		2
			10		10
	(6)		(6)	(3)	(9)
		267	267	5	272
	1.135	267	2.967	137	3.104
			-	(5)	(5)
	(1)		(1)		(1)
			3		3
	89		89	251	340
		77	77	5	82
	1.223	344	3.135	388	3.523
	344	(344)			
	(218)		(218)	(8)	(226)
	(9)		(9)		(9)
			(5)		(5)
	(12)		(12)	4	(8)
		166	166	9	175
	1.328	166	3.057	393	3.450

3 Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019
(NO GAAP MEASURES)

<i>milioni di euro</i>	Note	Consolidato al 31 12 2018	
ATTIVITÀ			
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
Immobilizzazioni materiali	1	4.620	
Immobilizzazioni immateriali	2	2.302	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	16	
Altre attività finanziarie non correnti	3	29	
Attività per imposte anticipate	4	264	
Altre attività non correnti	5	20	
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI		7.251	
ATTIVITÀ CORRENTI			
Rimanenze	6	187	
Crediti commerciali	7	1.781	
Altre attività correnti	8	313	
Attività finanziarie correnti	9	16	
Attività per imposte correnti	10	49	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	624	
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI		2.970	
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	112	
TOTALE ATTIVO		10.333	
PASSIVITÀ			
PASSIVITÀ NON CORRENTI			
Passività finanziarie non correnti	18	2.984	
Benefici a dipendenti	19	314	
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	642	
Altre passività non correnti	21	148	
TOTALE PASSIVITÀ NON CORRENTI		4.088	
PASSIVITÀ CORRENTI			
Debiti commerciali	22	1.413	
Altre passività correnti	22	581	
Passività finanziarie correnti	23	694	
Debiti per imposte	24	34	
TOTALE PASSIVITÀ CORRENTI		2.722	
TOTALE PASSIVITÀ		6.810	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	-	
PASSIVITÀ		6.810	

	Effetto primo consolidamento Gruppo A2A Rinnovabili	SUNCITY Energy	Totale effetto primo consolidamento acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Consolidato al 30 06 2019
	2	-	2	96	4.718
	-	-	-	32	2.334
	-	-	-	7	23
	-	-	-	-	29
	-	-	-	10	274
	-	-	-	(9)	11
	2	-	2	136	7.389
	-	-	-	(5)	182
	-	2	2	(105)	1.678
	-	-	-	197	510
	-	-	-	(7)	9
	-	-	-	2	51
	1	1	2	(73)	553
	1	3	4	9	2.983
	-	-	-	(42)	70
	3	3	6	103	10.442
	3	-	3	(51)	2.936
	-	-	-	8	322
	-	1	1	5	648
	-	-	-	6	154
	3	1	4	(32)	4.060
	-	2	2	(150)	1.265
	-	-	-	209	790
	-	-	-	58	752
	-	-	-	91	125
	-	2	2	208	2.932
	3	3	6	176	6.992
	-	-	-	-	-
	3	3	6	176	6.992

3 Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
Conto economico consolidato
Conto economico complessivo consolidato
Rendiconto finanziario consolidato
Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010
Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Attività

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	31 12 2018	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	4.718		4.620	
Immobilizzazioni immateriali	2.334		2.302	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	23	23	16	16
Altre attività finanziarie non correnti	29	5	29	6
Attività per imposte anticipate	274		264	
Altre attività non correnti	11		20	
Totale attività non correnti	7.389		7.251	
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	182		187	
Crediti commerciali	1.678	103	1.781	113
Altre attività correnti	510		313	
Attività finanziarie correnti	9	1	16	1
Attività per imposte correnti	51		49	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	553		624	
Totale attività correnti	2.983		2.970	
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	70	70	112	109
TOTALE ATTIVO	10.442		10.333	

Patrimonio netto e passività

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	31 12 2018	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	1.629		1.629	
(Azioni proprie)	(54)		(54)	
Riserve	1.316		1.216	
Risultato d'esercizio	-		344	
Risultato del periodo	166		-	
Patrimonio netto di Gruppo	3.057		3.135	
Interessi di minoranze	393		388	
Totale Patrimonio netto	3.450		3.523	
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	2.936		2.984	
Benefici a dipendenti	322		314	
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	648	1	642	1
Altre passività non correnti	154		148	
Totale passività non correnti	4.060		4.088	
Passività correnti				
Debiti commerciali	1.265	33	1.413	29
Altre passività correnti	790	13	581	13
Passività finanziarie correnti	752		694	2
Debiti per imposte	125		34	
Totale passività correnti	2.932		2.722	
Totale passività	6.992		6.810	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	-		-	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	10.442		10.333	

3 Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidato

ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	01 01 2018 30 06 2018	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni	3.610	222	2.969	217
Altri ricavi operativi	101		112	1
Totale ricavi	3.711		3.081	
Costi operativi				
Costi per materie prime e servizi	2.660	3	1.972	4
Altri costi operativi	115	16	118	17
Totale costi operativi	2.775		2.090	
Costi per il personale	354	1	334	1
Margine operativo lordo	582		657	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	255		221	
Risultato operativo netto	327		436	
Risultato da transazioni non ricorrenti	-		6	6
Gestione finanziaria				
Proventi finanziari	5	3	11	3
Oneri finanziari	70		69	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	-		4	4
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)	-		-	
Totale gestione finanziaria	(65)		(54)	
Risultato al lordo delle imposte	262		388	
Oneri per imposte sui redditi	87		120	
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	175		268	
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	-		4	4
Risultato netto	175		272	
Risultato di pertinenza di terzi	(9)		(5)	
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	166		267	



4

Note illustrative
alla Relazione
finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

A2A S.p.A. è una società con personalità giuridica organizzata secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana che opera, anche attraverso le sue controllate ("Gruppo"), sia sul territorio nazionale che estero.

Il Gruppo A2A è principalmente impegnato nei settori:

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

La presente Relazione finanziaria semestrale è redatta in forma abbreviata ai sensi dello IAS 34 e contiene le informazioni obbligatorie previste dallo stesso.

Relazione finanziaria semestrale

La Relazione finanziaria semestrale (di seguito “**Semestrale**”) al 30 giugno 2019 del Gruppo A2A è presentata in milioni di euro; tale valuta è anche la moneta funzionale delle economie in cui il Gruppo opera.

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2019 è stata redatta:

- in osservanza del Decreto Legislativo 58/1998 (art. 154-ter) e successive modifiche, nonché del Regolamento emittenti emanato dalla Consob;
- in conformità ai Principi Contabili Internazionali *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emessi dall’*International Accounting Standard Board* (IASB) e omologati dall’Unione Europea in particolare allo IAS 34. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS) e tutte le interpretazioni dell’*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC), precedentemente denominate *Standing Interpretations Committee* (SIC).

Nella predisposizione della Semestrale sono stati applicati gli stessi principi utilizzati per la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2019 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”.

Nel presente fascicolo 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, per il dettaglio di tali indicatori si rimanda allo specifico paragrafo “Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)”.

La presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione il 2 agosto 2019, che ne ha autorizzato la pubblicazione ed è assoggettata a revisione legale limitata da parte di EY S.p.A. in base all’incarico conferito con delibera dell’Assemblea dell’11 giugno 2015 per il novennio 2016-2024.

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	Informazioni di carattere generale
	Relazione finanziaria semestrale
	Schemi di bilancio
	Criteri di redazione
	Variazioni di principi contabili internazionali
	Area di consolidamento
	Criteri e procedure di consolidamento
	Stagionalità dell’attività
	Sintesi dei risultati per settore di attività
	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
	Indebitamento finanziario netto
	Note illustrative alle voci di Conto economico
	Risultato per azione
	Nota sui rapporti con le parti correlate
	Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
	Garanzie ed impegni con terzi
	Altre informazioni

Schemi di bilancio

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

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

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

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

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

Si precisa che gli schemi di bilancio presentati sono gli stessi adottati nella predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2018.

Criteri di redazione

La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019 è stata redatta in base al principio del costo storico, con l’eccezione delle voci che secondo gli IFRS devono o possono essere valutate al valore equo (*fair value*).

I principi di consolidamento, i principi contabili, i criteri e le stime di valutazione adottati nella redazione della Semestrale sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2018, fatto salvo quanto di seguito specificato.

Si segnala che in occasione della chiusura semestrale 2019 il Gruppo A2A ha ritenuto di stimare le imposte di periodo per tutte le società del Gruppo adottando il criterio del *tax rate* sulla base della migliore stima dell’aliquota media ponderata del Gruppo attesa per l’intero anno.

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	<i>Informazioni di carattere generale</i>
	<i>Relazione finanziaria semestrale</i>
	Schemi di bilancio
	Criteri di redazione
	<i>Variazioni di principi contabili internazionali</i>
	<i>Area di consolidamento</i>
	<i>Criteri e procedure di consolidamento</i>
	<i>Stagionalità dell’attività</i>
	<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
	<i>Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria</i>
	<i>Indebitamento finanziario netto</i>
	<i>Note illustrative alle voci di Conto economico</i>
	<i>Risultato per azione</i>
	<i>Nota sui rapporti con le parti correlate</i>
	<i>Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali</i>
	<i>Garanzie ed impegni con terzi</i>
	<i>Altre informazioni</i>

Variazioni di principi contabili internazionali

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo “*Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio*” sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1° gennaio 2019.

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

A decorrere dal 1° gennaio 2019 risultano applicabili al Gruppo i seguenti Standard od integrazioni a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dalla società nei precedenti esercizi.

- IFRS 16 “*Leases*”: il principio emesso dallo IASB in data 13 gennaio 2016 ed omologato dall’Unione Europea a novembre 2017, sostituisce in toto tutti i precedenti requisiti contabili IFRS per la contabilizzazione dei *leasing* (IAS 17 ed IFRIC 4). Il principio si applica a tutti i contratti che hanno per oggetto il diritto ad utilizzare un bene per un certo periodo di tempo in cambio di un determinato corrispettivo. L’IFRS 16 configura, per i locatari, un unico modello di contabilizzazione per tutti i *leasing* (con precisi casi di esclusione ed esenzione), eliminando la distinzione, a livello di trattamento contabile, tra *leasing* operativo e finanziario. Le previsioni di contabilizzazione per i locatori rimangono sostanzialmente invariate rispetto alle precedenti disposizioni.
La rilevazione iniziale, per il locatario, prevede l’iscrizione di un attivo pari al diritto d’uso del bene e di una passività finanziaria corrispondente al valore attuale dei canoni futuri da corrispondere. La valutazione successiva comporta la rilevazione dell’ammortamento del diritto d’uso sulla base dello IAS 16 (o metodo di valutazione alternativo), i relativi oneri finanziari e l’attualizzazione della passività finanziaria creatasi in sede di iscrizione iniziale utilizzando un *discount rate* corrispondente al tasso prospettico medio di finanziamento del Gruppo.
Nel corso del 2018 e del primo semestre 2019, il Gruppo A2A ha condotto un’analisi approfondita dei contratti in essere, oggetto del principio contabile. Le analisi condotte hanno individuato impatti e modifiche sostanziali sulle situazioni economiche e patrimoniali-finanziarie, così come riassunte nella sezione “Altre informazioni” della presente Relazione finanziaria semestrale.
- IFRS 9 “*Strumenti finanziari*”: omologata in data 26 marzo 2018 ed applicabile a partire dal 1° gennaio 2019, l’integrazione consente di valutare al costo ammortizzato gli oneri relativi all’estinzione anticipata di strumenti finanziari che precedentemente venivano misurati al “*fair value through profit and loss*”. Nessun impatto sulla situazione economico-finanziaria del Gruppo.
- IAS 28 “*Partecipazioni in società collegate e joint ventures*”: omologata in data 11 febbraio 2019, l’integrazione precisa che si devono applicare i dettami dell’IFRS 9 agli investimenti in società collegate o *joint venture* cui non è consentito una valutazione con il metodo del Patrimonio netto. Nessun impatto sulla situazione economico-finanziaria del Gruppo.
- IAS 19 “*Benefici a dipendenti*”: l’integrazione omologata in data 14 marzo 2019, chiarisce che in caso di modifica o estinzione anticipata di un piano benefici definiti, la società nel rideterminare la passività deve applicare le ipotesi attuariali aggiornate. Nessun impatto sulla situazione economico-finanziaria del Gruppo.

Area di consolidamento

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2019 include i dati della capogruppo A2A S.p.A. e quelli delle società controllate sulle quali A2A S.p.A. esercita direttamente o indirettamente il controllo. Sono altresì consolidate, con il metodo del Patrimonio netto, le società sulle quali la capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci (*joint ventures*) e quelle sulle quali esercita un’influenza notevole.

Si segnalano le seguenti variazioni al perimetro di consolidamento del Gruppo A2A:

- acquisizione e consolidamento integrale di una società di progetto proprietaria di un impianto fotovoltaico tramite A2A Rinnovabili S.p.A., interamente detenuta da A2A S.p.A.;
- acquisizione da parte di A2A Energy Solutions S.r.l. (detenuta 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.

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	<i>Informazioni di carattere generale</i>
	<i>Relazione finanziaria semestrale</i>
	<i>Schemi di bilancio</i>
	<i>Criteri di redazione</i>
	Variazioni di principi contabili internazionali
	Area di consolidamento
	<i>Criteri e procedure di consolidamento</i>
	<i>Stagionalità dell’attività</i>
	<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
	<i>Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria</i>
	<i>Indebitamento finanziario netto</i>
	<i>Note illustrative alle voci di Conto economico</i>
	<i>Risultato per azione</i>
	<i>Nota sui rapporti con le parti correlate</i>
	<i>Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali</i>
	<i>Garanzie ed impegni con terzi</i>
	<i>Altre informazioni</i>

Criteri e procedure di consolidamento

Criteri di consolidamento

Società controllate

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

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

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

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

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

Le partecipazioni del Gruppo che sono considerate *joint ventures* ai sensi dell'IFRS 11 sono contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto.

Si segnala che il Gruppo A2A non detiene "Attività a controllo congiunto" e pertanto l'adozione del principio non ha avuto effetti sulla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019.

Diritti di voto potenziali

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

Trattamento delle opzioni *put* su azioni di imprese controllate

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

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

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

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

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

Nel corso dell'esercizio 2016 A2A S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH S.p.A..

Il controvalore dell'operazione è risultato pari a 98,9 milioni di euro, corrisposti per 51,7 milioni di euro in denaro e in azioni proprie di A2A S.p.A. per un controvalore di 47,2 milioni di euro, di cui 37,2 milioni di euro relativi ad azioni acquistate nel corso del primo semestre 2016 e 10 milioni di euro riferiti ad azioni proprie già detenute in portafoglio al 31 dicembre 2015.

Incluso nel valore dell'acquisizione, A2A S.p.A., ha versato un ammontare pari a 9,6 milioni di euro, ai soci di minoranza di LGH S.p.A., legati a specifiche clausole di *earn-in* fissate in sede di *closing* dell'operazione.

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

Sulla base della *Purchase Price Allocation* che si è conclusa a giugno 2017, le probabilità percentuali di raggiungimento di alcune clausole di *earn-out* sono state riviste al ribasso, determinando un massimo da versare ai soci di minoranza pari a 7 milioni di euro con un conseguente controvalore dell'acquisizione che ammonta a 109,4 milioni di euro.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D dell'IFRS 3 ha contabilizzato gli effetti degli *earn-out* contrattuali, pari a 7 milioni di euro, tra i debiti a lungo termine, con contropartita il valore della partecipazione, a fronte dell'esborso che procederà a versare ai soci di minoranza di LGH S.p.A. all'avverarsi delle condizioni previste in sede contrattuale, in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche sono ancora ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

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

Aprica S.p.A. ha acquisito nel primo semestre 2016 il 64% delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l., società attiva nei servizi di igiene urbana in vari comuni della Provincia di Brescia.

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

L'esercizio di tale opzione da parte di Ecoimmobiliare S.r.l. potrà essere effettuato a decorrere dal 1° aprile 2021 e entro, e non oltre, il 30 giugno 2021. Qualora Ecoimmobiliare S.r.l. non eserciti l'opzione di vendita, Aprica S.p.A. avrà il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare la partecipazione di Ecoimmobiliare S.r.l. in LA BI.CO DUE S.r.l. a partire dal primo giorno successivo allo scadere del periodo di opzione di vendita ed entro, e non oltre, i successivi 90 giorni lavorativi.

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

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

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

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

Nel corso del 2017 e del 2018 Aprica S.p.A. ha versato un totale di 0,2 milioni di euro previsti da contratto per aggiudicazione e prolungamento di convenzioni con Comuni.

In conseguenza degli accordi descritti la Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2019 evidenzia un debito verso Ecoimmobiliare S.r.l., per l'eventuale esercizio delle opzioni *put* su quote LA BI.CO DUE S.r.l., inferiore al milione di euro.

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

d) *Earn-in/out* sul prezzo di acquisto di A2A Recycling S.r.l. (ex Gruppo RI.ECO – RESMAL)

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

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

Si segnala, inoltre, che nel corso del 2019 A2A Ambiente S.p.A., ha corrisposto a titolo di "*earn out* crediti scaduti" 0,1 milioni di euro.

e) Opzioni put sulle azioni di Consul System S.p.A.

In data 20 ottobre 2016 è stato perfezionato l'acquisto del 75% del capitale sociale di Consul System S.p.A., la principale *ESCO* (*Energy Service Company*) indipendente italiana. L'operazione è stata perfezionata dalla *ESCO* certificata del Gruppo A2A, A2A Calore & Servizi S.r.l., per un valore complessivo pari a 15,1 milioni di euro. Una parte di questo importo, pari a 11,8 milioni di euro, è stata regolata tramite cassa al *closing* dell'operazione. Successivamente è stata effettuata una integrazione sul corrispettivo di acquisto pari a 3,3 milioni di euro, a titolo di aggiustamento prezzo basato sia sulla posizione finanziaria netta di Consul System S.p.A. sia su altre ben identificate clausole contrattuali. L'integrazione in oggetto è stata iscritta ad incremento del valore della partecipazione.

Nel mese di gennaio 2017 sono stati corrisposti a titolo di aggiustamento prezzo sulla posizione finanziaria netta 0,8 milioni di euro.

È stato inoltre stabilito che, entro il termine previsto per l'approvazione del bilancio di Consul System S.p.A. al 31 dicembre 2020, all'avverarsi di precise condizioni, A2A Calore & Servizi S.r.l. potrà esercitare l'opzione di acquisto del restante 25% del capitale sociale di Consul System S.p.A..

Il Gruppo pertanto, conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32, ha contabilizzato tra i debiti con contropartita Patrimonio netto di spettanza del socio di minoranza il valore attuale dell'esborso stimato in 2,5 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

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

In conformità con quanto stabilito dal IFRS 3 il Gruppo al 31 dicembre 2017 ha completato il processo di *Purchase Price Allocation*, allocando sulle altre immobilizzazioni immateriali la differenza tra il corrispettivo trasferito, valutato in conformità all'IFRS 3, ed il valore netto del *fair value* attribuito alle attività acquisite ed alle passività assunte.

f) *Earn-out* sull'acquisto degli "*special purpose vehicle*" dal fondo Re Energy, Novapower S.p.A. e Impax limited.

Sono presenti contrattualmente degli aggiustamenti prezzo, di importi non rilevanti, sia a favore del venditore che a favore del compratore al verificarsi di determinate condizioni.

In conformità con quanto stabilito dal IFRS 3 il Gruppo ha completato i processi di *Purchase Price Allocation*, allocando sulle altre immobilizzazioni immateriali la differenza tra il corrispettivo trasferito, valutato in conformità all'IFRS 3, ed il valore netto del *fair value* attribuito alle attività acquisite ed alle passività assunte.

g) Opzioni sulle azioni di Suncity Group S.r.l.

In data 16 aprile 2019 si è perfezionata la costituzione di Suncity Group S.r.l., *holding* di partecipazioni attive nel campo dell'efficienza energetica, e contestuale aumento di capitale per il 26%. L'operazione è stata perfezionata dalla controllata A2A Energy Solutions S.r.l., *ESCO* (*Energy Service Company*) del Gruppo A2A, per un valore di 1,3 milioni di euro, interamente regolato per cassa al *closing*.

È stato inoltre stabilito che, entro 30 giorni dal termine previsto per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022, A2A Energy Solutions S.r.l. avrà il diritto di esercitare l'opzione di acquisto del restante 74% del capitale sociale della *NewCo* costituita. È parimenti previsto il diritto di esercitare l'opzione di vendita del 74% da parte di Suncity Partner ad A2A Energy Solutions S.r.l. con le medesime condizioni.

Il Gruppo pertanto, conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32, ha contabilizzato tra i debiti con contropartita Patrimonio netto di spettanza del socio di minoranza il valore attuale dell'esborso stimato in 4,2 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

Procedure di consolidamento

Procedura generale

I bilanci delle controllate, collegate e joint ventures consolidate dal Gruppo A2A sono redatti adottando, per ogni chiusura contabile, gli stessi principi contabili della capogruppo. Tutti i rapporti e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili non realizzati derivanti da rapporti intrattenuti tra società del Gruppo, sono completamente eliminati.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Con particolare riferimento alle partecipazioni detenute nelle società Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A., il Gruppo A2A ha ritenuto che le stesse rientrano, in quanto a forma giuridica e natura degli accordi contrattuali, nella categoria “joint venture”.

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

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

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

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

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

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

Ergosud S.p.A. Dati di sintesi <i>milioni di euro</i>	31 12 2018	31 12 2017
CONTO ECONOMICO		
Ricavi di vendita	22	34
Margine Operativo Lordo	15	14
<i>% sui ricavi netti</i>	68%	41%
Ammortamenti e svalutazioni	9	8
Risultato Operativo Netto	6	6
Risultato del periodo	3,5	3,6
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA		
Totale attività	154	163
Patrimonio netto	70	66
(Indebitamento) finanziario netto	(66)	(77)

I dati della *joint venture* PremiumGas S.p.A. non sono indicati in quanto non significativi.

Stagionalità dell'attività

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

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

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	<i>Informazioni di carattere generale</i>
	<i>Relazione finanziaria semestrale</i>
	<i>Schemi di bilancio</i>
	<i>Criteri di redazione</i>
	<i>Variazioni di principi contabili internazionali</i>
	<i>Area di consolidamento</i>
	Criteri e procedure di consolidamento
	Stagionalità dell'attività
	<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
	<i>Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria</i>
	<i>Indebitamento finanziario netto</i>
	<i>Note illustrative alle voci di Conto economico</i>
	<i>Risultato per azione</i>
	<i>Nota sui rapporti con le parti correlate</i>
	<i>Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali</i>
	<i>Garanzie ed impegni con terzi</i>
	<i>Altre informazioni</i>

Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO		AMBIENTE		
	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	
Ricavi	2.248	1.758	1.423	1.009	522	508	
- di cui intersettoriali	720	470	102	125	73	47	
Costi per il personale	45	46	28	22	159	155	
Margine Operativo Lordo	117	225	116	111	135	136	
% sui Ricavi	5,2%	12,8%	8,2%	11,0%	25,9%	26,8%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(81)	(85)	(23)	(11)	(56)	(37)	
Risultato operativo netto	36	140	93	100	79	99	
% sui Ricavi	1,6%	8,0%	6,5%	9,9%	15,1%	19,5%	
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 del periodo di pertinenza del Gruppo							
Investimenti lordi (1)	31	22	11	5	46	38	

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 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018
	568	590	30	22	119	105	2	3	(1.201)	(914)	3.711	3.081
	176	158	17	14	113	100	-	-	(1.201)	(914)		
	54	51	4	4	63	55	1	1			354	334
	223	192	4	4	(12)	(11)	(1)	-			582	657
	39,3%	32,5%	13,3%	18,2%	(10,1%)	(10,5%)	(50,0%)	-			15,7%	21,3%
	(80)	(77)	(3)	(2)	(12)	(9)	-	-			(255)	(221)
	143	115	1	2	(24)	(20)	(1)	-			327	436
	25,2%	19,5%	3,3%	9,1%	(20,2%)	(19,0%)	(50,0%)	-			8,8%	14,2%
											-	6
											(65)	(54)
											262	388
											(87)	(120)
											175	268
											-	4
											(9)	(5)
											166	267
	142	108	7	6	15	8	-	-			252	187

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO		AMBIENTE		
	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018	
Immobilizzazioni materiali	1.967	1.976	50	36	761	703	
Immobilizzazioni immateriali	75	81	207	244	40	42	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	654	778	702	772	351	333	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	644	851	395	438	330	311	

	RETI E CALORE		ESTERO		A2A SMART CITY		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018	30 06 2019	31 12 2018
	1.797	1.761	-	-	66	39	199	184	(122)	(79)	4.718	4.620
	1.951	1.903	-	-	3	3	137	135	(79)	(106)	2.334	2.302
	317	381	4	5	35	27	164	168	(540)	(667)	1.687	1.797
	346	369	1	3	31	21	813	782	(543)	(668)	2.017	2.107

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale

Relazione
finanziaria
semestrale

Schemi di
bilancio

Criteri di
redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e
procedure di
consolidamento

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per
azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 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.

ATTIVITÀ

ATTIVITÀ NON CORRENTI

1) Immobilizzazioni materiali

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2019
			Investim.	Altre variazioni	Dismis.e cessioni	Ammort.	Totale variazioni	
Terreni	116							116
Fabbricati	590		3	5		(16)	(8)	582
Impianti e macchinari	3.460	2	62	14	(1)	(130)	(55)	3.407
Attrezzature industriali e commerciali	38		5			(4)	1	39
Altri beni	120		7	8		(14)	1	121
Discariche	66			5		(2)	3	69
Immobilizzazioni in corso e acconti	85		65	(21)			44	129
Migliorie su beni di terzi	91		9			(7)	2	93
Attività per diritti d'uso	54			121		(13)	108	162
Totale	4.620	2	151	132	(1)	(186)	96	4.718
di cui:								
Costo storico	10.520	4	151	136	(12)		275	10.799
Fondo ammortamento	(5.045)	(2)		(4)	11	(186)	(179)	(5.226)
Svalutazioni	(855)							(855)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 30 giugno 2019 sono pari a 4.718 milioni di euro (4.620 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e comprendono operazioni straordinarie del periodo, pari a 2 milioni di euro.

Le variazioni del periodo, al netto dell’effetto di cui sopra, registrano un incremento pari a 96 milioni di euro così composto:

- incremento di 151 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- incremento netto di 132 milioni di euro per altre variazioni dovuto principalmente all’aumento per 121 milioni di euro a seguito dell’applicazione del principio contabile IFRS 16, di cui 109 milioni di euro relativi alla prima applicazione, ed all’incremento per 12 milioni di euro dei cespiti relativi ai fondi *decommissioning* e fondi spese chiusura e post-chiusura discariche, a seguito dell’aggiornamento dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;
- diminuzione di 1 milioni di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 186 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Reti e Calore gli investimenti sono pari a 62 milioni di euro ed hanno riguardato: per 37 milioni di euro interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l’ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione nonché l’installazione dei nuovi contatori elettronici; per 16 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano, Brescia e Bergamo; per 1 milione di euro interventi sulla rete di trasporto gas; per 4 milioni di euro investimenti del gruppo LGH e per 4 milioni di euro investimenti del Gruppo ACSM-AGAM;
- per la *Business Unit Ambiente* gli investimenti sono pari a 45 milioni di euro si riferiscono: per 22 milioni di euro principalmente ad interventi sugli impianti di Brescia, Muggiano, Acerra, Silla 2, Cor-

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale
Relazione
finanziaria
semestrale
Schemi di
bilancio
Criteri di
redazione
Variazioni di
principi contabili
internazionali
Area di
consolidamento
Criteri e
procedure di
consolidamento
Stagionalità
dell’attività
Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto
Note illustrative
alle voci di Conto
economico
Risultato per
azione
Nota sui rapporti
con le parti
correlate
Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali
Garanzie ed
impegni con terzi
Altre informazioni

teolona e Giussago; per 8 milioni di euro all’acquisizione di mezzi mobili per la raccolta di rifiuti; per 4 milioni di euro all’acquisizione di attrezzature per la raccolta; per 7 milioni di euro ad investimenti del Gruppo LGH e per 4 milioni di euro ad investimenti del Gruppo ACSM-AGAM;

- per la *Business Unit Generazione e Trading* l’incremento è stato di 30 milioni di euro ed ha riguardato, per 4 milioni di euro gli investimenti sulle centrali idroelettriche, per 24 milioni di euro sulle centrali termoelettriche e per 2 milioni di euro investimenti del gruppo LGH;
- per la *Business Unit Mercato* l’incremento è pari a 2 milioni di euro ed ha riguardato, per 1 milione di euro il piano di Efficientamento a Led apparati illuminanti principalmente nei comuni di Lainate, Garbagnate, Stradella e per 1 milione di euro principalmente i contratti di gestione calore ed efficienza energetica presso i clienti;
- per *A2A Smart City S.p.A.* gli investimenti, pari a 7 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi sulle reti in fibra ottica;
- per la *Business Unit Corporate* gli investimenti, pari a 5 milioni di euro hanno riguardato, per 4 milioni di euro principalmente interventi su fabbricati nelle aree di Brescia e Milano, nonché per 1 milione di euro investimenti del Gruppo LGH.

Tra le immobilizzazioni materiali sono comprese “Attività per diritti d’uso” per complessivi 162 milioni di euro, iscritti con la metodologia prevista dallo IFRS 16 per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 giugno 2019 risulta pari a 160 milioni di euro. Al 31 dicembre 2018 la posta ammontava a 54 milioni di euro facenti riferimento ai *leasing* finanziari in essere a tale data.

In relazione alle Concessioni idroelettriche di grande derivazione si segnala che, in sede di conversione in legge (Legge n. 12/2019) con modificazioni del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (cd. D.L. Semplificazioni), il Legislatore è intervenuto all’art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW), come meglio descritto al paragrafo 6) “Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A – *Business Unit Generazione e Trading*”. In attesa che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, il Gruppo sta analizzando i possibili impatti derivanti dalla nuova normativa, e conferma, ad oggi, che i valori iscritti a bilancio delle opere asciutte e bagnate legate alle concessioni idroelettriche sono prudenti e recuperabili anche in applicazione della stessa.

2) Immobilizzazioni immateriali

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo						Valore al 30 06 2019
			Investim.	Ricl./Altre variazioni	Smobiliz./ Cessioni	Svalutaz.	Ammort.	Totale variazioni	
Diritto di brevetto industriale e utilizzazione opere dell’ingegno	24		3	1			(7)	(3)	21
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.502		68	6	(1)		(41)	32	1.534
Avviamento	444			2				2	446
Immobilizzazioni in corso	44		30	(6)				24	68
Altre immobilizzazioni immateriali	288			(12)			(11)	(23)	265
Totale	2.302	-	101	(9)	(1)	-	(59)	32	2.334

Le “Immobilizzazioni immateriali” al 30 giugno 2019 sono pari a 2.334 milioni di euro (2.302 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

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

Le variazioni del periodo registrano un incremento complessivo pari a 32 milioni di euro così composto:

- incremento di 101 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;

- decremento netto di 9 milioni di euro dovuto principalmente al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale;
- diminuzione di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 59 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti delle Immobilizzazioni immateriali risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit Reti e Calore* gli investimenti pari a 80 milioni di euro sono dovuti: ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione per 33 milioni di euro; a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 27 milioni di euro; ad implementazione di sistemi informativi per 4 milioni di euro; ad investimenti del gruppo LGH per 6 milioni di euro, nonché per 10 milioni di euro ad investimenti del Gruppo ACSM-AGAM;
- per la *Business Unit Mercato* l'incremento è pari a 9 milioni di euro, dovuti principalmente all'implementazione di sistemi informativi, di cui 1 milione di euro relativo al Gruppo ACSM-AGAM;
- per la *Business Unit Corporate* l'incremento è pari a 10 milioni di euro dovuti, per 7 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi e per 3 milioni di euro ad investimenti del Gruppo ACSM-AGAM;
- per la *Business Unit Generazione e Trading* l'incremento è pari a 1 milione di euro riguardante l'implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit Ambiente* l'incremento è pari 1 milione di euro e riguarda principalmente l'implementazione di sistemi informativi.

La voce "Altre immobilizzazioni immateriali" accoglie anche il valore delle *Customer list* riferite alle acquisizioni di portafogli clienti effettuate dalle società del Gruppo. Tali valori vengono ammortizzati in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri. In particolare l'importo presente in bilancio, pari a 185 milioni di euro, è riconducibile per 117 milioni di euro alla *Customer list* del Gruppo ACSM-AGAM, per 47 milioni di euro alla *Customer list* iscritta nella società A2A Energia S.p.A. a seguito della fusione della società Linea Più S.p.A. (Gruppo LGH) e dell'acquisizione del portafoglio clienti "Business Gas & Power", per 19 milioni di euro alle *Customer list* della società A2A Recycling S.r.l. e della società LA BI.CO DUE S.r.l. e per 2 milioni di euro alla *Customer list* della società LumEnergia S.p.A..

Avviamento

L'avviamento al 30 giugno 2019 ammonta a 446 milioni di euro:

CGU milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo			Valore al 30 06 2019
			Effetto PPA	Svalutaz.	Totale variazioni	
A2A Reti Elettriche	85				-	85
A2A Ambiente	262				-	262
A2A Reti Gas	38					38
A2A Gas	7					7
A2A Calore	21					21
Totale	413	-	-	-	-	413
Effetti primo Consolidamento						
Suncity Energy S.r.l.	-		2		2	2
Gruppo ACSM - AGAM	31					31
Totale	31	-	2	-	2	33
Totale Avviamento	444	-	2	-	2	446

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale
Relazione
finanziaria
semestrale
Schemi di
bilancio
Criteri di
redazione
Variazioni di
principi contabili
internazionali
Area di
consolidamento
Criteri e
procedure di
consolidamento
Stagionalità
dell'attività
Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto
Note illustrative
alle voci di Conto
economico
Risultato per
azione
Nota sui rapporti
con le parti
correlate
Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali
Garanzie ed
impegni con terzi
Altre informazioni

Nel corso del primo semestre 2019 il Gruppo A2A ha perfezionato la seguente operazione che ha generato 2 milioni di euro di avviamento:

- l’acquisizione da parte della controllata A2A Energy Solutions S.r.l. di Suncity Energy S.r.l., società attiva nel settore dell’efficienza energetica e dispacciamento, ha apportato 2 milioni di euro di avviamento.

Tale acquisizione rientra nei dettami dell’IFRS 3 e al 30 giugno 2019 non si è ancora conclusa la *Purchase Price Allocation* che verrà completata nelle tempistiche previste dal principio.

Il Gruppo A2A svolge almeno annualmente l’*impairment test*.

Nel primo semestre 2019 il *management* ha svolto un’attenta analisi dei risultati raggiunti rispetto al piano 2019-2023, considerando anche le assunzioni e le risultanze del processo di *impairment* svolto per il bilancio 2018. Tali analisi non hanno evidenziato elementi tali da dover considerare probabili e/o materiali perdite di valore degli *assets*, oltre a quanto recepito nel bilancio 2018; conseguentemente il Gruppo non ha ritenuto necessario eseguire uno specifico *impairment test* al 30 giugno 2019.

3) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	16		7	23	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	29			29	22	21
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	45	-	7	52	22	21

La tabella seguente evidenzia il dettaglio delle variazioni del valore delle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio Netto”:

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto milioni di euro	TOTALE
Valore al 31 dicembre 2018	16
Effetto primo consolidamento acquisizioni 2019	-
Variazioni del periodo:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	2
- valutazioni a Patrimonio netto	
- svalutazioni	
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad equity	
- cessioni	
- altre variazioni	5
- riclassificazioni	
Totale variazioni del periodo	7
Valore al 30 giugno 2019	23

La variazione in aumento intervenuta nelle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto” risulta pari a 7 milioni di euro e si riferisce principalmente alla sottoscrizione da parte della controllata A2A Energy Solutions S.r.l. dell’aumento di capitale nella *NewCo* Suncity Group nella quale si arrivati a detenere il 26% nonché all’iscrizione nelle altre variazioni dell’opzione *call* sul 74% del capitale sociale della stessa.

Il dettaglio delle partecipazioni è riportato nell’allegato n. 4 “Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto”.

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 30 giugno 2019 un saldo pari a 29 milioni di euro, invariato rispetto al dato al 31 dicembre 2018.

Al 30 giugno 2019 le “Altre attività finanziarie non correnti” si riferiscono per 21 milioni di euro a crediti finanziari a medio/lungo termine, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo LGH, 4 milioni di euro relativi alla controllata A2A Illuminazione Pubblica verso il Comune di Brescia, avente come oggetto la gestione dell’illuminazione pubblica in applicazione dell’IFRIC 12, e 7 milioni di euro relativi alla controllata Bioase, nonché per 8 milioni di euro a partecipazioni in altre imprese, per il cui dettaglio si rimanda all’allegato n. 5 “Elenco delle partecipazioni in altre imprese”.

4) Attività per imposte anticipate

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Attività per imposte anticipate	264		10	274

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 274 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e presenta un incremento di 10 milioni di euro.

La voce accoglie l’effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali. Si ritiene probabile la recuperabilità delle “Attività per imposte anticipate” iscritte in bilancio, in quanto i piani futuri prevedono redditi imponibili sufficienti per l’utilizzo delle attività fiscali differite.

I valori al 30 giugno 2019 relativi alle attività per imposte anticipate/passività per imposte differite sono stati esposti al netto (cd. “Offsetting”) in applicazione dello IAS 12.

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

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

	Bilancio consolidato 31 12 2018	Effetti primi consolid.	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adeg. Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IFRS 9 a Patrimonio Netto	IAS 19 Revised a Patrimonio Netto	Altri movim. / Riclass.	Bilancio consolidato 30 06 2019
Dettaglio imposte anticipate/differite (attive/passive)										
Passività per imposte differite										
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	550	-	-	-	-	-	-	-	(11)	539
Applicazione del principio del <i>leasing</i> finanziario (IFRS 16)	6	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IFRS 9)	2	-	2	-	-	2	-	-	-	4
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	76	-	11	(4)	-	7	-	-	-	83
Plusvalenze rateizzate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trattamento di fine rapporto	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Avviamento	29	-	-	-	-	-	-	-	-	29
Altre imposte differite	3	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Totale passività per imposte differite (A)	670	-	13	(4)	-	9	-	-	(11)	668
Attività per imposte anticipate										
Fondi rischi tassati	98	-	1	-	-	1	-	-	(2)	97
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	629	-	-	-	-	-	-	-	-	629
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IFRS 9)	3	-	-	-	-	-	2	-	-	5
Fondo rischi su crediti	17	-	-	-	-	-	-	-	(5)	12
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Contributi	21	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Avviamento	161	-	-	-	-	-	-	-	-	161
Altre imposte anticipate	-	-	1	-	-	1	-	2	9	12
Totale attività per imposte anticipate (B)	934	-	2	-	-	2	2	2	2	942
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	264	-	(11)	4	-	(7)	2	2	13	274

5) Altre attività non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Strumenti derivati non correnti	8		(6)	2	8	2
Altre attività non correnti	12		(3)	9	-	-
Totale altre attività non correnti	20	-	(9)	11	8	2

La voce in esame al 30 giugno 2019 presenta un decremento di 9 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

Gli “Strumenti derivati non correnti” presentano un valore pari a 2 milioni di euro, riferiti alla valutazione di uno strumento finanziario.

Le “Altre attività non correnti” ammontano a 9 milioni di euro. La voce risulta composta sostanzialmente da depositi cauzionali e da costi già sostenuti, ma di competenza di esercizi futuri.

ATTIVITÀ CORRENTI

6) Rimanenze

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
- Materiali	69		3	72
- Fondo obsolescenza materiali	(17)		-	(17)
Totale materiali	52	-	3	55
- Combustibili	129		(19)	110
- Altre	2		1	3
Materie prime, sussidiarie e di consumo	183	-	(15)	168
Combustibili presso terzi	4	-	10	14
Totale rimanenze	187	-	(5)	182

Le “Rimanenze” sono pari a 182 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2018), al netto del relativo fondo obsolescenza per 17 milioni di euro, invariato rispetto all’esercizio precedente.

La variazione in diminuzione è riconducibile principalmente all’effetto combinato della riduzione per 19 milioni di euro di combustibili (gas e gasolio) dovuto alla stagionalità, dell’aumento delle giacenze di carbone presso terzi per 10 milioni di euro e dell’aumento delle giacenze di materiali per 3 milioni di euro.

7) Crediti commerciali

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Crediti commerciali fatture emesse	1.030	2	(118)	914
Crediti commerciali fatture da emettere	914		-	914
(Fondo rischi su crediti)	(163)		13	(150)
Totale crediti commerciali	1.781	2	(105)	1.678

Al 30 giugno 2019 i “Crediti commerciali” risultano pari a 1.678 milioni di euro (1.781 milioni di euro al 31 dicembre 2018), con un decremento di 105 milioni di euro al netto dell’effetto del primo consolidamento per 2 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 100 milioni di euro, il decremento dei crediti commerciali verso clienti che al 30 giugno 2019 presentano un saldo di 1.602 milioni di euro;
- per 5 milioni di euro, il decremento dei crediti verso i comuni di Milano e Brescia che evidenziano un saldo complessivo pari a 72 milioni di euro (77 milioni di euro nell’esercizio precedente);
- invariati rispetto al 31 dicembre 2018, i lavori in corso di svolgimento risultano pari a 4 milioni di euro.

Si segnala che il Gruppo effettua su base occasionale cessioni di crediti pro-soluto. Al 30 giugno 2019 non risultano in essere crediti ceduti dal Gruppo. Si segnala che il Gruppo non ha in essere programmi di *factoring* rotativo.

Il “Fondo rischi su crediti”, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 150 milioni di euro e presenta un decremento netto di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio cui si riferisce.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

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

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2019
Fondo rischi su crediti	163		3	(16)		150

Si riporta di seguito l'aging dei crediti commerciali:

<i>milioni di euro</i>	31 12 2018	30 06 2019
Crediti commerciali di cui:	1.781	1.678
Correnti	728	603
Scaduti di cui:	302	311
- Scaduti fino a 30 gg	75	69
- Scaduti da 31 a 180 gg	57	82
- Scaduti da 181 a 365 gg	29	24
- Scaduti oltre 365 gg	141	136
Fatture da emettere	914	914
Fondo rischi su crediti	(163)	(150)

8) Altre attività correnti

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Strumenti derivati correnti (derivati commodity)	163		91	254	-	-
Altre attività correnti di cui:	150	-	106	256		
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	46		28	74		
- anticipi a fornitori	35		(14)	21		
- crediti verso il personale	1		-	1		
- crediti tributari	10		4	14		
- crediti di competenza di esercizi/periodi futuri	22		37	59		
- crediti verso Ergosud	2		-	2		
- crediti verso enti previdenziali	3		(1)	2		
- Ufficio del bollo	1		-	1		
- crediti per risarcimenti danni	1		-	1		
- crediti per anticipi COSAP	0		1	1		
- crediti per depositi cauzionali	2		32	34		
- crediti per canone RAI	2		5	7		
- crediti diversi per coperture	-		-	-		
- altri crediti diversi	25		14	39		
Totale altre attività correnti	313	-	197	510	-	-

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 510 milioni di euro rispetto ai 313 milioni di euro al 31 dicembre 2018, evidenziando un incremento di 197 milioni di euro.

Gli “Strumenti derivati correnti” presentano un incremento di 91 milioni di euro correlato all’aumento dei derivati su *commodity* dovuto sia alla variazione della valutazione a *fair value* al termine del periodo in esame sia alla variazione delle quantità coperte. Si segnala che fra le “Altre passività correnti” è iscritta la voce “Strumenti derivati correnti” per 226 milioni di euro.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 74 milioni di euro (46 milioni di euro al 31 dicembre 2018), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia all’esercizio 2019 che a residui crediti per perequazioni inerenti precedenti esercizi, al netto degli incassi effettuati nell’anno corrente.

I crediti tributari, pari a 14 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti verso l’Erario per accise e ritenute.

I crediti verso Ergosud, pari a 2 milioni di euro (invariati rispetto all’esercizio precedente) si riferiscono al credito spettante per gli impianti nuovi entranti (centrale di Scandale), inerente quote di diritti di emissione come previsto dalle Delibere dell’ARERA n. ARG/elt 194/10 e n. 117/10.

9) Attività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Altre attività finanziarie	15		(7)	8	15	8
Altre attività finanziarie vs parti correlate	1		-	1	1	1
Attività finanziarie vs attività destinate alla vendita			-		-	-
Totale attività finanziarie correnti	16	-	(7)	9	16	9

Le “Attività finanziarie correnti” risultano pari a 9 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Tale voce si riferisce principalmente a crediti finanziari del Gruppo LGH verso Soci di minoranza e terzi.

10) Attività per imposte correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Attività per imposte correnti	49	-	2	51

Al 30 giugno 2019 tale posta risulta pari a 51 milioni di euro (49 milioni di euro al 31 dicembre 2018) ed è riferita ai crediti IRES ed IRAP per importi richiesti a rimborso su versamenti di esercizi precedenti, e al credito residuo per Robin Tax, versata nei precedenti esercizi, che sarà recuperato negli anni successivi.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	624	2	(73)	553	624	553

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 30 giugno 2019 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo; la variazione positiva relativa all’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni del 2019 è pari a 2 milioni di euro.

I depositi bancari includono gli interessi maturati anche se non ancora accreditati alla fine dell’esercizio in esame.

12) Attività non correnti destinate alla vendita

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Attività non correnti destinate alla vendita	112	-	(42)	70	-	-

Al 30 giugno 2019 le “Attività non correnti destinate alla vendita” presentano un saldo pari a 70 milioni di euro e si riferiscono interamente al *fair value* della partecipazione in EPCG (109 milioni di euro al 31 dicembre 2018), detenuta al 11,9% 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 all’incasso avvenuto nel corso del periodo in esame in virtù dell’accordo negoziato con il Governo del Montenegro, e approvato dallo stesso in data 27 aprile 2018. In data 31 luglio 2019 sono state rinegoziate le date di pagamento dell’ultima *tranche*, precedentemente prevista per il 31 luglio 2019, posticipandole al 30 settembre 2019 (53 milioni di euro) e al 31 dicembre 2019 (17 milioni di euro). Tale posta al 31 dicembre 2018 comprendeva anche 3 milioni di euro relativi alla partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l. del Gruppo ACSM-AGAM che è stata venduta nel corso del semestre, mentre la partecipazione in Energy Trade S.p.A. risulta iscritta per un valore inferiore al milione di euro.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

PATRIMONIO NETTO

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 giugno 2019 risulta pari a 3.450 milioni di euro (3.523 milioni di euro al 31 dicembre 2018), è dettagliata nella seguente tabella:

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(54)	-	(54)
Riserve	1.216	100	1.316
Risultato del periodo di Gruppo	344	(178)	166
Totale Patrimonio del Gruppo	3.135	(78)	3.057
Interessi di minoranze	388	5	393
Totale Patrimonio netto	3.523	(73)	3.450

La movimentazione del Patrimonio netto è complessivamente negativa per 73 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 166 milioni di euro, compensato dalla distribuzione del dividendo per 218 milioni di euro. Si evidenzia, inoltre, una variazione netta negativa dei derivati *Cash flow hedge* per 5 milioni di euro ed una variazione netta positiva degli interessi delle minoranze per 5 milioni di euro.

13) Capitale sociale

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

14) Azioni proprie

Le “Azioni proprie” sono pari a 54 milioni di euro, invariate rispetto al 31 dicembre 2018, e si riferiscono a n. 23.721.421 azioni proprie detenute dalla capogruppo A2A S.p.A..

15) Riserve

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Riserve	1.216	100	1.316
di cui:			
Variazione <i>fair value</i> derivati <i>Cash flow hedge</i> e <i>fair value</i> Bond	(9)	(7)	(16)
Effetto fiscale	2	2	4
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(7)	(5)	(12)
Variazione riserve IAS 19 <i>Revised</i> - Benefici a dipendenti	(70)	(13)	(83)
Effetto fiscale	18	4	22
Riserve IAS 19 <i>Revised</i> - Benefici a dipendenti	(52)	(9)	(61)

Le “Riserve”, che ammontano a 1.316 milioni di euro (1.216 milioni di euro al 31 dicembre 2018), comprendono la riserva legale, le riserve straordinarie, nonché gli utili portati a nuovo delle società controllate.

Tale voce comprende inoltre la riserva di *Cash flow hedge*, negativa per 12 milioni di euro, che si riferisce alla valorizzazione al termine del periodo dei derivati che rispondono ai requisiti dell'*Hedge accounting*, nonché alla valutazione a *fair value* dei *Bond* in valuta al netto dell'effetto fiscale.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale
Relazione
finanziaria
semestrale
Schemi di
bilancio
Criteri di
redazione
Variazioni di
principi contabili
internazionali
Area di
consolidamento
Criteri e
procedure di
consolidamento
Stagionalità
dell'attività
Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto
Note illustrative
alle voci di Conto
economico
Risultato per
azione
Nota sui rapporti
con le parti
correlate
Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali
Garanzie ed
impegni con terzi
Altre informazioni

La posta in oggetto include riserve negative pari a 61 milioni di euro relative agli effetti dell'adozione dello IAS 19 *Revised* – Benefici a dipendenti che prevedono la rilevazione degli utili e delle perdite attuariali direttamente tra le riserve incluse nel Patrimonio netto.

16) Risultato del periodo

Risulta positivo per 166 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

17) Interessi di minoranze

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Interessi di minoranze	388	5	393

Gli “Interessi di minoranze” ammontano a 393 milioni di euro (388 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e rappresentano, principalmente, le quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza relativi ai Soci terzi del Gruppo LGH e del Gruppo ACSM-AGAM.

L’incremento netto del periodo risulta pari a 5 milioni di euro.

PASSIVITÀ

PASSIVITÀ NON CORRENTI

18) Passività finanziarie non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Obbligazioni non convertibili	2.180		(26)	2.154	2.180	2.154
Debiti verso banche	755	2	(112)	645	755	645
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	46		88	134	46	134
Debiti verso altri finanziatori	3	1	(1)	3	3	3
Totale passività finanziarie non correnti	2.984	3	(51)	2.936	2.984	2.936

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 2.936 milioni di euro (2.984 milioni di euro al 31 dicembre 2018) presentano un decremento di 51 milioni di euro, al netto degli effetti relativi ai primi consolidamenti delle acquisizioni effettuate nel 2019.

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

- 351 milioni di euro, con scadenza gennaio 2021 e cedola del 4,375%, il cui valore nominale è pari a 351 milioni di euro;
- 498 milioni di euro, con scadenza gennaio 2022 e cedola del 3,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 299 milioni di euro, *Private Placement* con scadenza dicembre 2023 e cedola del 4,00%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 299 milioni di euro, *Private Placement* con scadenza dicembre 2024 e cedola dell’1,25%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 298 milioni di euro, con scadenza febbraio 2025 e cedola dell’1,75%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 295 milioni di euro, con scadenza dicembre 2027 e cedola dell’1,625%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 114 milioni di euro, *Private Placement* in yen con scadenza agosto 2036 e tasso fisso del 5,405% il cui valore nominale è pari a 14 miliardi di yen.

Il decremento netto della componente non corrente delle “Obbligazioni non convertibili”, pari a 26 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, è dovuto principalmente al rimborso anticipato del prestito obbligazionario emesso da TS Energy Italy S.p.A. con scadenza giugno 2032 e valore nominale pari a 32 milioni di euro al netto della variazione in aumento del cambio ECB applicato al *Bond* in yen.

I “Debiti verso banche” non correnti ammontano a 645 milioni di euro e presentano un decremento di 112 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019 pari a 2 milioni di euro, per effetto della riclassifica nella voce passività correnti delle quote di capitale in scadenza entro l’anno successivo.

I “Debiti finanziari per diritti d’uso non correnti” risultano pari a 134 milioni di euro, in incremento di 88 milioni di euro a seguito dell’applicazione del principio IFRS 16 per i leasing precedentemente classificati come operativi.

Infine, i debiti verso altri finanziatori risultano pari a 3 milioni di euro e sono riferiti principalmente al Gruppo LGH.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale
Relazione
finanziaria
semestrale
Schemi di
bilancio
Criteri di
redazione
Variazioni di
principi contabili
internazionali
Area di
consolidamento
Criteri e
procedure di
consolidamento
Stagionalità
dell’attività
Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto
Note illustrative
alle voci di Conto
economico
Risultato per
azione
Nota sui rapporti
con le parti
correlate
Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali
Garanzie ed
impegni con terzi
Altre informazioni

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il *fair value*, comprensivo della quota in scadenza nei 12 mesi successivi. Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni di borsa, mentre per quelli non quotati il *fair value* è determinato mediante modelli di valutazione per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli *spread* creditizi del Gruppo A2A.

<i>milioni di euro</i>	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota non corrente	<i>Fair Value</i>
Obbligazioni	2.660	2.709	555	2.154	2.871
Finanziamenti Bancari e da altri finanziatori (esclusi debiti finanziari per diritti d'uso)	819	819	171	648	814
Totale	3.479	3.528	726	2.802	3.685

19) Benefici a dipendenti

Alla data di riferimento tale posta risulta pari a 322 milioni di euro (314 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e presenta le seguenti variazioni:

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2019
Trattamento fine rapporto	165		16	(5)	(8)	168
Benefici a dipendenti	149			(4)	9	154
Totale benefici a dipendenti	314	-	16	(9)	1	322

La movimentazione del periodo è riconducibile al decremento per 9 milioni di euro dovuto alle erogazioni nette del semestre compensate dall'incremento netto per 17 milioni di euro riferito principalmente alle valutazioni attuariali sui Benefici a dipendenti che si riferiscono: per 12 milioni di euro all'incremento dall'*actuarial gains/losses*, per 3 milioni di euro all'incremento dell'*interest cost* nonché per 1 milione di euro all'incremento del *service cost*.

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

	2019	2018
Tasso di attualizzazione	da -0,08% a 0,94%	da 0,1% a 1,6%
Tasso di inflazione annuo	1,5%	1,5%
Tasso annuo incremento dei premi anzianità	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento delle mensilità aggiuntive	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento del costo dell'energia elettrica	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento del costo del gas	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento salariale	1,0%	1,0%
Tasso annuo incremento TFR	2,6%	2,6%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,1%	1,1%
Frequenze annue di <i>turnover</i>	da 4,0% a 5,0%	da 4,0% a 5,0%
Frequenze annue di anticipazioni TFR	da 2,0% a 2,5%	da 2,0% a 2,5%

Si segnala che:

- il tasso di attualizzazione applicato dal Gruppo varia per società in base alla durata media finanziaria dell'obbligazione. Il tasso di attualizzazione utilizzato è quello corrispondente all'*Iboxx Corporate AA*;

- il tasso annuo di incremento salariale applicato esclusivamente per le società con in media meno di 50 dipendenti nel corso del 2006 è stato determinato in base ai dati di riferimento comunicati dalle società del Gruppo;
- il tasso annuo di incremento del TFR, come previsto dall’art. 2120 del Codice Civile, è pari al 75% dell’inflazione più 1,5 punti percentuali;
- le frequenze annue di anticipazione e di *turnover* sono desunte dalle esperienze storiche del Gruppo e dalle frequenze scaturenti dall’esperienza dell’Attuario su un rilevante numero di aziende analoghe;
- per le basi tecniche demografiche si segnala che:
 - per il “decesso” sono state utilizzate le tabelle AS62 (Sconto energia elettrica e Sconto gas), RG48 (TFR ed altri piani) e TG62 (Premungas);
 - per l’“inabilità” sono state utilizzate le tavole INPS distinte per età e sesso;
 - per il “pensionamento” è stato utilizzato il parametro 100% al raggiungimento dei requisiti AGO (Assicurazione Generale Obbligatoria);
 - per la “probabilità di lasciare famiglia” è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010;
 - per la “frequenza delle diverse strutture di nuclei superstiti ed età media dei componenti” è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010.

20) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Accanton.	Rilasci	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2019
Fondi <i>decommissioning</i>	238		1		(3)	11	247
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	196		6		(7)	5	200
Fondi fiscali	34						34
Fondi cause legali e contenziosi del personale	56	1		(5)	(5)	(1)	46
Altri fondi rischi	118		5		(2)		121
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	642	1	12	(5)	(17)	15	648

I “Fondi *decommissioning*”, che risultano pari a 247 milioni di euro accolgono gli oneri per i costi di smantellamento e ripristino dei siti produttivi principalmente relativi alle centrali termoelettriche e agli impianti di termovalorizzazione. Le movimentazioni del periodo hanno riguardato accantonamenti per 1 milione di euro, utilizzi per 3 milioni di euro, a copertura degli oneri sostenuti nel corso del periodo in esame e altre variazioni in aumento per 11 milioni di euro, che si riferiscono principalmente agli effetti dell’aggiornamento dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti aventi come contropartita le “Immobilizzazioni materiali”.

I “Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche”, che risultano pari a 200 milioni di euro, si riferiscono all’insieme dei costi che dovranno essere sostenuti in futuro per la sigillatura delle discariche in coltivazione alla data di chiusura del bilancio e per la successiva gestione post-operativa, trentennale e cinquantennale, prevista dall’AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). Le movimentazioni del periodo hanno riguardato accantonamenti per 6 milioni di euro relativi agli effetti degli aggiornamenti dei tassi di attualizzazione in relazione a cespiti completamente ammortizzati il cui effetto è stato recepito a Conto Economico, utilizzi per 7 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi nel periodo, e le altre variazioni, positive, per 5 milioni di euro, riferite principalmente agli effetti degli aggiornamenti dei tassi di attualizzazione di cespiti non completamente ammortizzati che trovano contropartita alla voce “Immobilizzazioni materiali”.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale

Relazione
finanziaria
semestrale

Schemi di
bilancio

Criteri di
redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e
procedure di
consolidamento

Stagionalità
dell’attività

Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per
azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

I “Fondi fiscali”, che risultano pari a 34 milioni di euro, si riferiscono agli accantonamenti effettuati a fronte di contenziosi in essere o potenziali verso l’Erario o enti territoriali per imposte dirette e indirette, tributi e accise.

I “Fondi cause legali e contenziosi del personale” risultano pari a 46 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente a cause in essere con Istituti Previdenziali, per 5 milioni di euro, relativi a contributi previdenziali che il Gruppo ritiene di non dover versare e per i quali sono in essere specifici contenziosi; a cause con terzi, per 40 milioni di euro, e con dipendenti, per 1 milione di euro, a fronte delle passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso. Gli utilizzi del periodo, pari a 5 milioni di euro, sono riferiti a contenziosi con terzi mentre i rilasci, pari a 5 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle cause in essere con Istituti Previdenziali e con terzi.

Gli “Altri fondi”, che risultano pari a 121 milioni di euro, si riferiscono ai fondi relativi ai canoni di derivazione d’acqua pubblica per 48 milioni di euro, al fondo mobilità per gli oneri derivanti dal piano di ristrutturazione aziendale per 1 milione di euro, al fondo per la manutenzione straordinaria del termovalorizzatore di Acerra per 6 milioni di euro, nonché ad altri fondi per 66 milioni di euro. Gli accantonamenti del periodo, pari a 5 milioni di euro, si riferiscono principalmente ai fondi canoni di derivazione d’acqua pubblica.

21) Altre passività non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Altre passività non correnti	134		7	141	-	-
Strumenti derivati non correnti	14		(1)	13	14	13
Totale altre passività non correnti	148	-	6	154	14	13

La voce in esame presenta al 30 giugno 2019 un incremento di 6 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Le “Altre passività non correnti”, che presentano un saldo pari a 141 milioni di euro, si riferiscono a depositi cauzionali da clienti, per 62 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri per 9 milioni di euro, a debiti verso fornitori a medio/lungo termine per 3 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti, per 67 milioni di euro, che comprendono principalmente i debiti a lungo termine contratti per le acquisizioni portate a termine nel campo del fotovoltaico dalla controllata A2A Rinnovabili nel corso dell’ultimo triennio.

Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 13 milioni di euro e presentano una variazione negativa per 1 milione di euro derivante dalla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari a chiusura del periodo.

PASSIVITÀ CORRENTI

22) Debiti commerciali e altre passività correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Acconti	3		(1)	2		
Debiti verso fornitori	1.410	2	(149)	1.263		
Totale debiti commerciali	1.413	2	(150)	1.265	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	43		-	43		
Strumenti derivati correnti (derivati commodity)	156		70	226		
Altre passività correnti di cui:	382	-	139	521		
- Debiti verso il personale	77		1	78		
- Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	80		57	137		
- Debiti tributari	42		85	127		
- Debiti per trasparenza fiscale	7		-	7		
- Debiti per componenti tariffarie sull'energia	75		(5)	70		
- Debiti per A.T.O.	7		1	8		
- Debiti verso clienti per lavori da eseguire	14		1	15		
- Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	3		-	3		
- Debiti verso soci terzi	4		-	4		
- Debiti per acquisto partecipazioni	8		-	8		
- Debiti per servizi ausiliari	12		2	14		
- Debiti per incassi da destinare	7		2	9		
- Debiti verso assicurazioni	5		(1)	4		
- Debiti per compensazioni accise	6		-	6		
- Debiti per compensazioni ambientali	3		-	3		
- Debiti per canone RAI	5		8	13		
- Altri debiti diversi	27		(12)	15		
Totale altre passività correnti	581	-	209	790	-	-
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	1.994	2	59	2.055	-	-

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 2.055 milioni di euro (1.994 milioni di euro al 31 dicembre 2018), con un incremento di 59 milioni di euro, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019 pari a 2 milioni di euro.

I “Debiti commerciali” risultano pari a 1.265 milioni di euro e presentano, rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, un decremento pari a 150 milioni di euro, al netto dell’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019 pari a 2 milioni di euro.

I “Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale” risultano pari a 43 milioni di euro, invariati rispetto al 31 dicembre 2018, e riguardano la posizione debitoria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali, relativi ai contributi della mensilità di giugno 2019 non ancora liquidati.

Gli “Strumenti derivati correnti” risultano pari a 226 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e si riferiscono alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity*. L’incremento è dovuto sia all’aumento delle valutazioni a *fair value* del periodo, sia alla variazione delle quantità coperte. Si segnala che fra le “Altre attività correnti” è iscritta la voce “Strumenti derivati correnti” per 254 milioni di euro.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni
di carattere
generale

Relazione
finanziaria
semestrale

Schemi di
bilancio

Criteri di
redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e
procedure di
consolidamento

Stagionalità
dell’attività

Sintesi dei risultati
per settore di
attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per
azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

Le “Altre passività correnti” si riferiscono principalmente a:

- debiti verso il personale per 78 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 2018) relativi ai debiti verso i dipendenti per il premio di produttività maturato nel periodo, nonché all’onere per le ferie maturate e non godute al 30 giugno 2019;
- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 137 milioni di euro (80 milioni di euro al 31 dicembre 2018) inerenti il debito relativo alle componenti tariffarie fatturate e non ancora versate, nonché il debito per le perequazioni passive relative sia a esercizi precedenti sia all’esercizio in esame;
- debiti tributari per 127 milioni di euro (42 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e si riferiscono principalmente ai debiti verso l’Erario per accise, ritenute e Iva;
- debiti per trasparenza fiscale per 7 milioni di euro nei confronti della società collegata Ergosud S.p.A., invariati rispetto al 31 dicembre 2018;
- debiti per componenti tariffarie sull’energia elettrica per 70 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- debiti per acquisto partecipazioni pari a 8 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2018, contratti per l’acquisizione di società nel settore del fotovoltaico;
- debiti per ATO per 8 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2018), relativi al pagamento del canone per le concessioni della gestione del servizio idrico;
- debiti verso clienti per lavori da eseguire per 15 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2018), riferiti a preventivi già incassati dai clienti per lavori che non sono ancora stati completati;
- debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali maturati e non ancora pagati per 3 milioni di euro invariati rispetto all’esercizio precedente.

23) Passività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2018	30 06 2019
Obbligazioni non convertibili	558		(3)	555	558	555
Debiti verso banche	128		42	170	128	170
Debiti finanziari per diritti d’uso correnti	5		21	26	5	26
Debiti finanziari verso parti correlate	2		(2)	-	2	-
Debiti verso altri finanziatori	1		-	1	1	1
Totale passività finanziarie correnti	694	-	58	752	692	752

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 752 milioni di euro, a fronte di 694 milioni di euro rilevati al 31 dicembre 2018 e presentano un incremento pari a 58 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” presentano un decremento di 3 milioni di euro. Il decremento netto è dovuto principalmente al rimborso anticipato del prestito obbligazionario emesso da TS Energy Italy S.p.A. con scadenza giugno 2032.

I “Debiti verso banche” correnti ammontano a 170 milioni di euro e presentano un incremento di 42 milioni di euro, principalmente riconducibile alla riclassifica da medio-lungo termine a breve termine del debito verso UBI Banca, al netto dei rimborsi delle linee di credito e delle quote di finanziamenti effettuati nel periodo.

I “Debiti finanziari per diritti d’uso correnti” risultano pari a 26 milioni di euro, in incremento di 21 milioni di euro a seguito dell’applicazione del principio IFRS 16 per i *leasing* precedentemente classificati come operativi.

Infine, i “Debiti verso altri finanziatori” sono pari a 1 milione di euro e risultano invariati rispetto al 31 dicembre 2018.

24) Debiti per imposte

<i>milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2018	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2019
Debiti per imposte	34		91	125

I “Debiti per imposte” risultano pari a 125 milioni di euro (34 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e presentano un incremento di 91 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	<i>Informazioni di carattere generale</i>
	<i>Relazione finanziaria semestrale</i>
	<i>Schemi di bilancio</i>
	<i>Criteri di redazione</i>
	<i>Variazioni di principi contabili internazionali</i>
	<i>Area di consolidamento</i>
	<i>Criteri e procedure di consolidamento</i>
	<i>Stagionalità dell’attività</i>
	<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
	<i>Indebitamento finanziario netto</i>
	<i>Note illustrative alle voci di Conto economico</i>
	<i>Risultato per azione</i>
	<i>Nota sui rapporti con le parti correlate</i>
	<i>Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali</i>
	<i>Garanzie ed impegni con terzi</i>
	<i>Altre informazioni</i>

Indebitamento finanziario netto

25) Indebitamento finanziario netto (ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e ESMA/2013/319)

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

<i>milioni di euro</i>	Note	30 06 2019	Effetto primo consolid. acquisizioni 2019	31 12 2018
Obbligazioni-quota non corrente	18	2.154		2.180
Finanziamenti bancari non correnti	18	645	2	755
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	18	134		46
Debiti verso altri finanziatori non correnti	18	3	1	3
Altre passività non correnti	21	13		14
Totale indebitamento a medio e lungo termine		2.949	3	2.998
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(5)		(6)
Attività finanziarie non correnti	3	(16)		(16)
Altre attività non correnti	5	(2)		(8)
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(23)	-	(30)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		2.926	3	2.968
Obbligazioni-quota corrente	23	555		558
Finanziamenti bancari correnti	23	170		128
Debiti finanziari per diritti d'uso correnti	23	26		5
Debiti verso altri finanziatori correnti	23	1		1
Passività finanziarie correnti verso parti correlate	23	-		2
Totale indebitamento a breve termine		752	-	694
Altre attività finanziarie correnti	9	(8)		(15)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(1)		(1)
Totale crediti finanziari a breve termine		(9)	-	(16)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(553)	(2)	(624)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		190	(2)	54
Indebitamento finanziario netto		3.116	1	3.022

La posizione finanziaria netta del Gruppo si attesta a 3.116 milioni di euro e comprende sia l'effetto della prima applicazione dell'IFRS 16, per 109 milioni di euro, sia l'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2019 per 1 milione di euro.

Di seguito si riporta ai sensi dello IAS 7 “Rendiconto finanziario” le variazioni della attività e passività finanziarie:

milioni di euro	31 12 2018	Flusso monetario	Flusso non monetario			30 06 2019
			Effetto primo consolid. acquisiz. 2019	Variazione fair value	Altre variazioni	
Obbligazioni	2.738	(32)		3		2.709
Debiti finanziari	940	(85)	3		121	979
Altre passività	14			(1)		13
Attività finanziarie	(38)	7			1	(30)
Altre attività	(8)			6		(2)
Passività nette derivanti da attività di finanziamento	3.646	(110)	3	8	122	3.669
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(624)	73	(2)			(553)
Indebitamento finanziario netto	3.022	(37)	1	8	122	3.116

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni



Note illustrative alle voci di Conto economico

Il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2019 è variato rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- consolidamento integrale del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal 1° luglio 2018;
- acquisizione e consolidamento integrale, rispettivamente a partire da dicembre 2018 e marzo 2019, 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 e della società Bellariva Enertel 07 S.r.l. proprietaria di un impianto fotovoltaico;
- acquisizione da parte di A2A Energy Solutions S.r.l. (detenuta 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 e 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;
- costituzione e consolidamento integrale della società Fair Renew S.r.l. (detenuta al 60%), costituita a luglio 2018;
- consolidamento integrale della società A2Abroad S.p.A., costituita a dicembre 2018;
- consolidamento integrale della società YADA ENERGIA S.r.l., costituita a giugno 2019.

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	<i>Informazioni di carattere generale</i>
	<i>Relazione finanziaria semestrale</i>
	<i>Schemi di bilancio</i>
	<i>Criteri di redazione</i>
	<i>Variazioni di principi contabili internazionali</i>
	<i>Area di consolidamento</i>
	<i>Criteri e procedure di consolidamento</i>
	<i>Stagionalità dell'attività</i>
	<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
	<i>Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria</i>
	<i>Indebitamento finanziario netto</i>
	Note illustrative alle voci di Conto economico
	<i>Risultato per azione</i>
	<i>Nota sui rapporti con le parti correlate</i>
	<i>Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali</i>
	<i>Garanzie ed impegni con terzi</i>
	<i>Altre informazioni</i>

26) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 3.711 milioni di euro (3.081 milioni di euro al 30 giugno 2018) e presentano quindi un incremento di 630 milioni di euro (+20,4%) di cui 234 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi <i>milioni di euro</i>	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Ricavi di vendita	3.075	2.481	594	23,9%
Ricavi da prestazioni	534	487	47	9,7%
Ricavi da commesse a lungo termine	1	1	-	0,0%
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.610	2.969	641	21,6%
Altri ricavi operativi	101	112	(11)	(9,8%)
Totale ricavi	3.711	3.081	630	20,4%

Al netto del contributo del Gruppo ACSM-AGAM, l'aumento dei ricavi è prevalentemente riconducibile ai ricavi da vendita di energia elettrica, a seguito delle maggiori vendite sul 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, all'incremento dei prezzi unitari elettricità, parzialmente compensati dai minori ricavi relativi ai mercati ambientali.

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

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Vendita e distribuzione di energia elettrica	1.621	1.424	197	13,8%
Vendita e distribuzione di gas	1.204	728	476	65,4%
Vendita calore	109	100	9	9,0%
Vendita materiali	20	20	-	0,0%
Vendita acqua	36	30	6	20,0%
Vendite di certificati ambientali	71	165	(94)	(57,0%)
Contributi di allacciamento	14	14	-	0,0%
Totale ricavi di vendita	3.075	2.481	594	23,9%
Prestazioni a clienti	534	487	47	9,7%
Totale ricavi per prestazioni	534	487	47	9,7%
Ricavi da commesse a lungo termine	1	1	-	0,0%
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.610	2.969	641	21,6%
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	38	43	(5)	(11,6%)
Risarcimenti danni	4	5	(1)	(20,0%)
Affitti attivi	2	1	1	100,0%
Sopravvenienze attive	11	11	-	0,0%
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili e <i>feed-in tariff</i>	35	43	(8)	(18,6%)
Altri ricavi	11	9	2	22,2%
Altri ricavi operativi	101	112	(11)	(9,8%)
Totale ricavi	3.711	3.081	630	20,4%

La riduzione dei ricavi per la vendita dei certificati ambientali, pari a 94 milioni di euro, è da attribuire principalmente alla vendita della posizione lunga di certificati verdi presenti nel portafoglio del Gruppo A2A (generati fino al 31 dicembre 2015) ed il riconoscimento retroattivo a partire dall'esercizio 2013, da parte del GSE, dell'incentivazione di alcuni impianti del Nucleo Idroelettrico del Friuli nonché ai minori ricavi di vendita di certificati bianchi derivante da un quantitativo di titoli inferiore annullati dai distributori del Gruppo A2A rispetto al primo semestre 2018 e dalla diminuzione del valore del contributo tariffario riconosciuto.

I "Ricavi per prestazioni" risultano pari a 534 milioni di euro e presentano un incremento di 47 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2018.

La voce "Altri ricavi operativi" presenta un decremento pari a 11 milioni di euro per effetto principalmente dei minori ricavi per il reintegro dei costi di generazione sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela (Impianto essenziale) ai sensi della Delibera 803/2016 per 5 milioni di euro, di minori ricavi legati agli incentivi sulla produzione netta da fonti rinnovabili per 8 milioni di euro e di maggiori altri ricavi per 2 milioni di euro.

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

27) Costi operativi

I "Costi operativi" sono pari a 2.775 milioni di euro (2.090 milioni di euro al 30 giugno 2018) e registrano pertanto un incremento di 685 milioni di euro di cui 175 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

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

Costi operativi milioni di euro	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Costi per materie prime e di consumo	2.082	1.499	583	38,9%
Costi per servizi	578	473	105	22,2%
Totale costi per materie prime e servizi	2.660	1.972	688	34,9%
Altri costi operativi	115	118	(3)	(2,5%)
Totale costi operativi	2.775	2.090	685	32,8%

I "Costi per materie prime e servizi" ammontano a 2.660 milioni di euro (1.972 milioni di euro al 30 giugno 2018) e presentano un incremento di 688 milioni di euro di cui 160 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Tale incremento è dovuto all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- i maggiori acquisti di materie prime e di consumo per 518 milioni di euro, riconducibili principalmente all'incremento dei costi per acquisti di energia e combustibili per 462 milioni di euro, all'aumento degli acquisti di materiali per 7 milioni di euro ed all'incremento degli oneri correlati all'acquisto di certificati ambientali per 49 milioni di euro;
- l'incremento degli oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi per 105 milioni di euro;
- la variazione in diminuzione delle rimanenze di combustibili e materiali per 65 milioni di euro.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

Per maggiore informativa, viene fornito il dettaglio delle componenti più rilevanti:

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Acquisti di energia e combustibili	1.886	1.424	462	32,4%
Acquisti di materiali	54	47	7	14,9%
Acquisti di acqua	1	1	-	0,0%
Oneri da coperture su derivati operativi	9	9	-	0,0%
Proventi da coperture su derivati operativi	(13)	(13)	-	0,0%
Acquisti di certificati e diritti di emissione	128	79	49	62,0%
Totale costi per materie prime e di consumo	2.065	1.547	518	33,5%
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	279	220	59	26,8%
Manutenzioni e riparazioni	97	79	18	22,8%
Altri servizi	202	174	28	16,1%
Totale costi per servizi	578	473	105	22,2%
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	17	(48)	65	n.s.
Totale costi per materie prime e servizi	2.660	1.972	688	34,9%
Godimento beni di terzi	38	43	(5)	(11,6%)
Canoni concessioni reti distribuzione Comune di Milano e di Brescia	5	5	-	0,0%
Canoni concessioni derivazione d'acqua	35	34	1	2,9%
Contributi a enti territoriali, consortili e ARERA	5	5	-	0,0%
Imposte e tasse	18	17	1	5,9%
Danni e penalità	2	2	-	0,0%
Sopravvenienze passive	5	6	(1)	(16,7%)
Altri costi	7	6	1	16,7%
Altri costi operativi	115	118	(3)	(2,5%)
Totale costi operativi	2.775	2.090	685	32,8%

Margine attività di trading

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

Margine attività di trading <i>milioni di euro</i>	NOTE	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE
Ricavi	26	974	459	515
Costi operativi	27	(968)	(457)	(511)
Totale margine attività di trading		6	2	4

La marginalità delle attività di *trading* risulta in aumento di 4 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2018. Si evidenzia che il semestre è stato caratterizzato da un'elevata volatilità dei prezzi del gas naturale, dell'energia elettrica e delle emissioni di CO2. In tale contesto, l'attività di *trading* sul periodo ha beneficiato di un incremento di risultato che è coerente con la crescita dell'operatività impostata durante l'anno precedente sui fronti della ottimizzazione infragiornaliera dell'esecuzione delle coperture industriali, del *trading* sistematico e della gestione della volatilità e ha mantenuto l'obiettivo di massimizzare il rapporto tra rendimento e rischio derivante dalla gestione delle posizioni.

28) Costi per il personale

Al 30 giugno 2019 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 354 milioni di euro (334 milioni di euro al 30 giugno 2018) di cui 23 milioni di euro riferiti al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

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

Costi per il personale milioni di euro	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Salari e stipendi	270	249	21	8,4%
Oneri sociali	92	85	7	8,2%
Trattamento di fine rapporto	16	15	1	6,7%
Altri costi	13	15	(2)	(13,3%)
Totale costi per il personale al lordo delle capitalizzazioni	391	364	27	7,4%
Costi per il personale capitalizzati	(37)	(30)	(7)	23,3%
Totale costi per il personale	354	334	20	6,0%

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

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE
Dirigenti	206	180	26
Quadri	690	614	76
Impiegati	5.196	4.721	475
Operai	6.097	5.817	280
Totale	12.189	11.332	857

Al 30 giugno 2019 il costo del lavoro medio pro-capite, non considerando gli effetti derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, è risultato pari a 29,29 migliaia di euro (29,47 migliaia di euro al 30 giugno 2018).

Al 30 giugno 2019 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 12.228 di cui 885 unità riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM. Al 30 giugno 2018 i dipendenti del Gruppo risultavano pari a 11.406.

Nella voce altri costi del personale sono iscritti incentivi all’esodo per un valore inferiore a 1 milione di euro (valore inferiore a 1 milione di euro al 30 giugno 2018).

29) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il “Margine Operativo Lordo” consolidato al 30 giugno 2019 è pari a 582 milioni di euro (657 milioni di euro al 30 giugno 2018) di cui 36 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

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

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

30) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni” sono pari a 255 milioni di euro (221 milioni di euro al 30 giugno 2018), di cui 20 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, e presentano un incremento di 34 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni milioni di euro	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	59	38	21	55,3%
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	186	175	11	6,3%
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	245	213	32	15,0%
Accantonamenti per rischi	7	(5)	12	n.s.
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	3	13	(10)	(76,9%)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	255	221	34	15,4%

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 245 milioni di euro (213 milioni di euro al 30 giugno 2018) e registrano un incremento complessivo di 32 milioni di euro di cui 19 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 59 milioni di euro (38 milioni di euro al 30 giugno 2018). La voce rileva maggiori ammortamenti per 21 milioni di euro di cui 12 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM (di cui 3 milioni di euro relativi agli effetti delle *Purchase Price Allocation*), 1 milione di euro relativo agli effetti delle *Purchase Price Allocation* delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite nel corso del 2019, 3 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori gas, 1 milione di euro relativo alla rete di distribuzione acqua e 4 milioni di euro all’implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 11 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2018 e riguardano principalmente:

- maggiori ammortamenti, per 10 milioni di euro, conseguenti all’applicazione del principio IFRS 16, di cui 1 milione di euro relativo a ACSM-AGAM;
- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite a partire dal secondo semestre 2018 per 2 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 8 milioni di euro, relativi alla centrale di Monfalcone conseguenti la svalutazione effettuata nel corso del 2018;
- minori ammortamenti, per 2 milioni di euro, relativi alla centrale di San Filippo del Mela.

In relazione alle Concessioni idroelettriche di grande derivazione si rimanda alla nota 1) Immobilizzazioni materiali per un maggior dettaglio derivante dall’evoluzione normativa del settore.

Gli “Accantonamenti per rischi” presentano un effetto netto pari a 7 milioni di euro (positivo per 5 milioni di euro al 30 giugno 2018) dovuto per 5 milioni di euro agli accantonamenti per canoni di derivazione d’acqua pubblica, per 6 milioni di euro ad accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura discariche e per 1 milione di euro ad accantonamenti relativi agli effetti dell’aggiornamento della perizia per la centrale di Brindisi, parzialmente rettificati da eccedenze per 5 milioni di euro dei fondi per contenziosi legali.

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

L’"Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 3 milioni di euro (13 milioni di euro al 30 giugno 2018) di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, determinato dall'accantonamento del periodo.

31) Risultato operativo netto

Il "Risultato operativo netto" risulta pari a 327 milioni di euro (436 milioni di euro al 30 giugno 2018).

32) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il "Risultato da transazioni non ricorrenti" non presenta alcun valore al 30 giugno 2019 mentre risultava pari a 6 milioni di euro al 30 giugno 2018 e si riferiva alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione detenuta nella società Rudnik Uglja ad Pljevlja.

33) Gestione finanziaria

La "Gestione finanziaria" presenta un saldo negativo di 65 milioni di euro (negativo per 54 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria milioni di euro	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Proventi finanziari	5	11	(6)	(54,5%)
Oneri finanziari	(70)	(69)	(1)	1,4%
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	-	4	(4)	(100,0%)
Totale gestione finanziaria	(65)	(54)	(11)	20,4%

I "Proventi finanziari" ammontano a 5 milioni di euro (11 milioni di euro al 30 giugno 2018) e sono così composti:

Proventi finanziari milioni di euro	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Proventi da dividendi in altre imprese	-	1	(1)	(100,0%)
Plusvalenze da alienazione di attività finanziarie	-	-	-	0,0%
Altri proventi finanziari di cui:	5	10	(5)	(50,0%)
- Proventi finanziari verso Comune di Brescia (IFRIC 12)	3	3	-	0,0%
- Utili su cambi	-	2	(2)	(100,0%)
- Altri proventi	2	5	(3)	(60,0%)
Totale proventi finanziari	5	11	(6)	(54,5%)

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale
Relazione finanziaria semestrale
Schemi di bilancio
Criteri di redazione
Variazioni di principi contabili internazionali
Area di consolidamento
Criteri e procedure di consolidamento
Stagionalità dell'attività
Sintesi dei risultati per settore di attività
Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione
Nota sui rapporti con le parti correlate
Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
Garanzie ed impegni con terzi
Altre informazioni

Gli “Oneri finanziari”, ammontano a 70 milioni di euro (69 milioni di euro al 30 giugno 2018) e sono così composti:

Oneri finanziari milioni di euro	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% GIUGNO 2019/2018
Interessi su prestiti obbligazionari	48	51	(3)	(5,9%)
Interessi verso istituti di credito	2	3	(1)	(33,3%)
Fair value su derivati finanziari	-	-	-	0,0%
Realized su derivati finanziari	3	6	(3)	(50,0%)
Oneri da Decommissioning	1	1	-	0,0%
Altri oneri finanziari di cui:	16	8	8	100,0%
- Oneri di attualizzazione	6	3	3	100,0%
- Oneri finanziari (IFRIC 12)	1	1	-	0,0%
- Perdite su cambi	-	2	(2)	(100,0%)
- Altri oneri	9	2	7	n.s.
Totale oneri finanziari al lordo delle capitalizzazioni	70	69	1	1,4%
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	0,0%
Totale oneri finanziari	70	69	1	1,4%

La voce comprende gli oneri complessivamente sostenuti per l'estinzione anticipata del *bond* in essere nel Gruppo Talesun per 9 milioni di euro.

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni non presenta alcun valore al 30 giugno 2019 mentre risultava positiva per 4 milioni di euro al 30 giugno 2018 ed era riconducibile principalmente alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

34) Oneri per imposte sui redditi

Gli “Oneri per imposte sui redditi” nel periodo in esame sono risultati pari a 87 milioni di euro (120 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Si segnala che in occasione della chiusura semestrale 2019 il Gruppo A2A ha ritenuto di stimare le imposte di periodo per tutte le società del Gruppo adottando il criterio del tax rate sulla base della migliore stima dell'aliquota media ponderata del Gruppo attesa per l'intero anno.

35) Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita

Il “Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita” non presenta alcun valore al 30 giugno 2019 mentre al 30 giugno 2018 risultava pari a 4 milioni di euro e recepiva il provento di attualizzazione per adeguare il valore della partecipazione di EPCG al *fair value* conseguente la rinego-ziazione 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).

36) Risultato di pertinenza di terzi

Il “Risultato di pertinenza di terzi” risulta negativo per il Gruppo per 9 milioni di euro e comprende prin-cipalmente la quota di competenza di terzi del Gruppo LGH e del Gruppo ACSM-AGAM. Al 30 giugno 2018 la posta presentava un saldo negativo per il Gruppo per 5 milioni di euro.

37) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il “Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo” risulta positivo e pari a 166 milioni di euro (positivo per 267 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Risultato per azione

38) Risultato per azione

	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,0534	0,0859
- di base da attività in funzionamento	0,0533	0,0845
- di base da attività destinate alla vendita	0,0002	0,0014
- diluito	0,0534	0,0859
- diluito da attività in funzionamento	0,0533	0,0845
- diluito da attività destinate alla vendita	0,0002	0,0014
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.109.183.856	3.109.183.856
- diluito	3.109.183.856	3.109.183.856

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	Informazioni di carattere generale
	Relazione finanziaria semestrale
	Schemi di bilancio
	Criteri di redazione
	Variazioni di principi contabili internazionali
	Area di consolidamento
	Criteri e procedure di consolidamento
	Stagionalità dell'attività
	Sintesi dei risultati per settore di attività
	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
	Indebitamento finanziario netto
	Note illustrative alle voci di Conto economico
	Risultato per azione
	Nota sui rapporti con le parti correlate
	Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
	Garanzie ed impegni con terzi
	Altre informazioni

Nota sui rapporti con le parti correlate

39) Nota sui rapporti con le parti correlate

Devono ritenersi “parti correlate” quelle indicate dal principio contabile internazionale concernente l’informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate (IAS 24 *revised*).

Rapporti con gli Enti controllanti e con le imprese controllate da questi ultimi

I Comuni di Milano e Brescia hanno sottoscritto in data 5 ottobre 2007 il Patto parasociale che disciplina gli assetti proprietari di A2A S.p.A., dando luogo a un controllo congiunto paritetico dei Comuni sulla società.

Nello specifico, pertanto, l’operazione di fusione in vigore a partire dal 1° gennaio 2008, a prescindere dalla struttura legale seguita, risultava nella realizzazione di una *joint venture*, il cui controllo congiunto era esercitato dal Comune di Brescia e dal Comune di Milano, che detenevano ciascuno una partecipazione pari al 27,5%.

In data 13 giugno 2014 l’Assemblea degli Azionisti ha modificato il sistema di *governance* della società passando dall’originario sistema dualistico, adottato dal 2007, ad un sistema di amministrazione e controllo cd. “tradizionale” mediante la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del mese di dicembre 2014 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una quota azionaria complessiva di A2A S.p.A. pari allo 0,51%, mentre nel corso dei primi due mesi dell’esercizio 2015 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una ulteriore quota azionaria di A2A S.p.A. pari al 4,5%.

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

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

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

Alla data di approvazione della presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019 i due azionisti detengono una quota partecipativa pari al 50% più due azioni che consente alle due municipalità di mantenere il controllo sulla società.

Tra le società del Gruppo A2A ed i Comuni di Milano e Brescia intercorrono rapporti di natura commerciale relativi alla fornitura di energia elettrica, gas, calore e acqua potabile, ai servizi di gestione degli impianti di illuminazione pubblica e semaforici, ai servizi di gestione degli impianti di depurazione e fognatura, ai servizi di raccolta e spazzamento, nonché ai servizi di videosorveglianza.

Analogamente le società del Gruppo A2A intrattengono rapporti di natura commerciale con le società controllate dai Comuni di Milano e Brescia, quali a titolo esemplificativo Metropolitana Milanese S.p.A., ATM S.p.A., Brescia Mobilità S.p.A., Brescia Trasporti S.p.A. e Centrale del Latte di Brescia S.p.A., fornendo alle stesse energia elettrica, gas, calore e servizi di fognatura e depurazione alle medesime tariffe vigenti sul mercato adeguate alle condizioni di fornitura e svolgendo le prestazioni dei servizi richiesti dalle stesse. Si sottolinea che tali società sono state considerate come parti correlate nella predisposizione dei prospetti riepilogativi ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

I rapporti tra i Comuni di Milano e Brescia e il Gruppo A2A, relativi all'affidamento dei servizi connessi all'illuminazione pubblica, ai semafori, alla gestione e distribuzione di energia elettrica, gas, calore e servizi di fognatura e depurazione, sono regolati da apposite convenzioni e da specifici contratti.

I rapporti intercorsi con i soggetti controllati dai Comuni di Milano e Brescia, che si riferiscono alla fornitura di energia elettrica, sono gestiti a normali condizioni di mercato.

Il 12 aprile 2017 Amsa S.p.A., società controllata da A2A S.p.A., ha sottoscritto con il Comune di Milano un contratto per la gestione dei servizi preordinati alla tutela ambientale per il periodo 1° gennaio 2017 – 8 febbraio 2021.

Rapporti con le società controllate e collegate

La capogruppo A2A S.p.A. opera come tesoreria centralizzata per la maggioranza delle società controllate.

I rapporti tra le società sono regolati attraverso conti correnti, intrattenuti tra la controllante e le controllate su cui si applicano tassi, a condizioni di mercato, a base variabile Euribor, con specifici spread per società. Anche per l'anno 2018 A2A S.p.A. e le società controllate hanno adottato la procedura dell'IVA di Gruppo.

Ai fini dell'IRES, A2A S.p.A. ha aderito al cd. "consolidato nazionale" di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86 con le principali società controllate. A tal fine, con ciascuna società controllata aderente è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Tali contratti disciplinano anche il trasferimento di eventuali eccedenze di ROL come previsto dalla normativa vigente.

La capogruppo fornisce alle società controllate e collegate servizi di natura amministrativa, fiscale, legale, direzionale e tecnica al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito della società stessa e per utilizzare in modo ottimale il know-how esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio stipulati annualmente. A2A S.p.A. mette inoltre a disposizione delle proprie controllate e delle collegate, presso proprie sedi, spazi per uffici e aree operative, nonché i servizi relativi al loro utilizzo, a condizioni di mercato.

Le società A2A gencogas S.p.A. e A2A Energiefuture S.p.A., a fronte di un corrispettivo mensile correlato alla effettiva disponibilità degli impianti termoelettrici, offrono alla Capogruppo il servizio di generazione elettrica.

I servizi di telecomunicazione sono forniti dalla società controllata A2A Smart City S.p.A..

A partire dal 1° luglio 2018 sono evidenziati come Parti Correlate i rapporti economici e patrimoniali che il Gruppo ACSM-AGAM detiene verso le Parti Correlate del Gruppo A2A.

Si evidenzia infine che a seguito della comunicazione Consob emanata il 24 settembre 2010 e recante le disposizioni in materia di operazioni con parti correlate ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni, in data 11 novembre 2010 il Gruppo aveva approvato la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate, entrata in vigore il 1° gennaio 2011, volta 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, individuate ai sensi del principio contabile internazionale IAS 24 revised. 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. Da ultimo la procedura è stata aggiornata in data 22 giugno 2017, a fronte della Delibera Consob n. 19925 del 22 marzo 2017.

4 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010:

Situazione patrimoniale-finanziaria milioni di euro	Totale 30 06 2019	Di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Control- late Comune di Milano	Comune di Brescia	Control- late Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
TOTALE ATTIVITÀ DI CUI:	10.442	83	32	61	11	15	-	-	202	1,9%
Attività non correnti	7.389	5	19	-	-	4	-	-	28	0,4%
Partecipazioni	23	5	18	-	-	-	-	-	23	100,0%
Altre attività finanziarie non correnti	29	-	1	-	-	4	-	-	5	17,2%
Attività correnti	2.983	8	13	61	11	11	-	-	104	3,5%
Crediti commerciali	1.678	8	13	61	11	10	-	-	103	6,1%
Attività finanziarie correnti	9	-	-	-	-	1	-	-	1	11,1%
Attività non correnti destinate alla vendita	70	70	-	-	-	-	-	-	70	100,0%
TOTALE PASSIVITÀ DI CUI:	6.992	23	9	5	1	9	-	-	47	0,7%
Passività non correnti	4.060	1	-	-	-	-	-	-	1	0,0%
Fondi rischi ed oneri	648	1	-	-	-	-	-	-	1	0,2%
Passività correnti	2.932	22	9	5	1	9	-	-	46	1,6%
Debiti commerciali	1.265	15	3	5	1	9	-	-	33	2,6%
Altre passività correnti	790	7	6	-	-	-	-	-	13	1,6%

Conto economico milioni di euro	Totale 30 06 2019	Di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Control- late Comune di Milano	Comune di Brescia	Control- late Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
RICAVI	3.711	4	16	162	18	21	1	-	222	6,0%
Ricavi di vendita e prestazioni	3.610	4	16	162	18	21	1	-	222	6,1%
COSTI OPERATIVI	2.775	11	2	1	1	4	-	-	19	0,7%
Costi per materie prime e servizi	2.660	-	2	-	1	-	-	-	3	0,1%
Altri costi operativi	115	11	-	1	-	4	-	-	16	13,9%
COSTI PER IL PERSONALE	354	-	-	-	-	-	-	1	1	0,3%
GESTIONE FINANZIARIA	(65)	-	-	-	-	3	-	-	3	(4,6%)
Proventi finanziari	5	-	-	-	-	3	-	-	3	60,0%

Nella sezione “Prospetti contabili consolidati” del presente fascicolo sono riportati i prospetti completi ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

Relativamente ai compensi percepiti dagli organi di governo societario si rimanda allo specifico fascicolo “Relazione sulla remunerazione - 2019” disponibile sul sito www.a2a.eu.

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

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

Il periodo in esame non è stato interessato da operazioni atipiche e/o inusuali.

4	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
	<i>Informazioni di carattere generale</i>
	<i>Relazione finanziaria semestrale</i>
	<i>Schemi di bilancio</i>
	<i>Criteri di redazione</i>
	<i>Variazioni di principi contabili internazionali</i>
	<i>Area di consolidamento</i>
	<i>Criteri e procedure di consolidamento</i>
	<i>Stagionalità dell'attività</i>
	<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
	<i>Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria</i>
	<i>Indebitamento finanziario netto</i>
	<i>Note illustrative alle voci di Conto economico</i>
	<i>Risultato per azione</i>
	<i>Nota sui rapporti con le parti correlate</i>
	<i>Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali</i>
	<i>Garanzie ed impegni con terzi</i>
	<i>Altre informazioni</i>

Garanzie ed impegni con terzi

<i>milioni di euro</i>	30 06 2019	31 12 2018
Garanzie ricevute	748	706
Garanzie prestate	1.322	1.182

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 748 milioni di euro (706 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e sono costituite per 313 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 424 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti, nonché a garanzie ricevute dal Gruppo ACSM-AGAM per 11 milioni di euro.

Garanzie prestate e impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 1.322 milioni di euro (1.182 milioni di euro al 31 dicembre 2018), di cui a fronte di obblighi assunti nei contratti di finanziamento pari a 88 milioni di euro. Tali garanzie sono state rilasciate da banche per 770 milioni di euro, da assicurazioni per 91 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali *parent company guarantee*, per 417 milioni di euro, nonché a garanzie prestate dal Gruppo ACSM-AGAM per 44 milioni di euro.

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

Altre informazioni

1) IFRS 16 “Leases”:

Il Gruppo, come già specificato all’interno del paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”, ha deciso di applicare il nuovo principio IFRS 16 retroattivamente senza riesporre i dati comparativi e contabilizzando l’effetto cumulativo dell’applicazione iniziale del principio a partire dal 1° gennaio 2019, rilevando, all’interno della Situazione patrimoniale-finanziaria, le attività consistenti nel diritto di utilizzo dei beni in *leasing* e le passività del *leasing* al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti.

Si segnala che il tasso di attualizzazione applicato ai fini della determinazione dei valori attuali di attività e passività derivanti dai contratti di *leasing* operativo è quello corrispondente al tasso medio di finanziamento prospettico del Gruppo.

Si segnala che, quale espediente pratico, il Gruppo si è avvalso della facoltà, prevista dal paragrafo 6 del principio, di non applicare le disposizioni di cui ai paragrafi 22-49 del principio alle seguenti categorie:

- a) *leasing* a breve termine;
- b) *leasing* la cui attività sottostante è di modesto valore.

Dall’analisi svolta il Gruppo ha identificato contratti di *leasing* operativo, le cui attività sottostanti non erano precedentemente iscritte in bilancio come Attività per diritti d’uso e Debiti finanziari per diritti d’uso, facenti riferimento all’affitto di terreni, fabbricati, impianti e macchinari ed al noleggio di automezzi ed altri beni.

L’applicazione dell’IFRS 16 a partire dal 1° gennaio 2019 con il metodo retrospettivo modificato ha comportato l’iscrizione di nuove Attività per diritti d’uso e di Debiti finanziari per diritti d’uso per un importo pari a 109 milioni di euro. Non si rilevano impatti significativi sul Patrimonio netto di Gruppo. Si precisa che, con riferimento ai contratti di *leasing* finanziario, non si rilevano impatti sulla Situazione patrimoniale e finanziaria al 30 giugno 2019 rispetto a quanto già iscritto al 31 dicembre 2018.

Si riporta di seguito un dettaglio degli impatti sulla Situazione patrimoniale e finanziaria al 30 giugno 2019 sul bilancio del Gruppo con riferimento alle attività per diritti d’uso derivanti da *leasing* operativi e finanziari:

Attività consistenti in diritti di utilizzo milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Variazioni del periodo			Valore al 30 06 2019
		Altre variazioni	Ammortamenti	Totale variazioni	
Terreni	-	25	(2)	23	23
Fabbricati	3	43	(3)	40	43
Impianti e macchinari	50	3	(3)	-	50
Altri beni	-	24	(1)	23	23
Automezzi	1	26	(4)	22	23
Totale	54	121	(13)	108	162

Si riporta di seguito un dettaglio degli impatti sulla Situazione patrimoniale e finanziaria al 30 giugno 2019 sul bilancio del Gruppo con riferimento ai Debiti finanziari per diritti d’uso relativi ai contratti di *leasing* finanziari ed operativi:

milioni di euro	Valore al 31 12 2018	Variazioni del periodo				Valore al 30 06 2019
		Interessi dell’esercizio	Flussi finanziari in uscita	Altre variazioni	Totale variazioni	
Debiti finanziari per diritti d’uso (correnti e non correnti)	51	2	(15)	122	109	160
Totale	51	2	(15)	122	109	160

4 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

2) Gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo A2A opera nel mercato dell'energia elettrica, del gas naturale e del teleriscaldamento e, nell'esercizio della sua attività, è esposto a diversi rischi finanziari:

- a) rischio *commodity*;
- b) rischio di tasso di interesse;
- c) rischio tasso di cambio non connesso a *commodity*;
- d) rischio di liquidità;
- e) rischio di credito;
- f) rischio *equity*;
- g) rischio di *default* e non rispetto *covenants*.

Il rischio prezzo delle *commodities*, connesso alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche (gas, elettricità, olio combustibile, carbone, ecc.) e dei certificati ambientali (diritti di emissione EUA/ETS, certificati bianchi, ecc.) consiste nei possibili effetti negativi che la variazione del prezzo di mercato di una o più *commodities* possono determinare sui flussi di cassa e sulle prospettive di reddito della società, incluso il rischio tasso di cambio relativo alle *commodities* stesse.

Il rischio di tasso di interesse è il rischio dell'incremento dei costi finanziari per effetto di una variazione sfavorevole dei tassi di interesse.

Il rischio tasso di cambio non connesso a *commodity* è il rischio di maggiori costi o minori ricavi derivanti da una variazione sfavorevole dei tassi di cambio fra le valute.

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie non siano sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti.

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali, di *trading* e finanziarie.

Il rischio *equity* è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole del prezzo delle azioni.

Il rischio di *default* e non rispetto *covenants* attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti obbligazionari, in capo ad una o più società del Gruppo, contengano disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

Di seguito si evidenzia il dettaglio dei rischi cui il Gruppo A2A è esposto.

a. Rischio *commodity*

a.1) Rischio di prezzo delle *commodities* e del tasso di cambio connesso all'attività in *commodities*

Il Gruppo è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio tasso di cambio, su tutte le *commodities* energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, calore, carbone, olio combustibile e certificati ambientali; i risultati economici relativi alle attività di produzione, acquisto e vendita risentono delle relative fluttuazioni dei prezzi. Tali fluttuazioni agiscono tanto direttamente quanto indirettamente attraverso formule e indicizzazioni presenti nelle strutture di *pricing*.

Per stabilizzare i flussi di cassa e per garantire l'equilibrio economico e finanziario del Gruppo, A2A S.p.A. si è dotata di una *Energy Risk Policy* che definisce chiare linee guida per la gestione ed il controllo dei rischi sopramenzionati e che recepisce le indicazioni del *Committee of Chief Risk Officers Organizational Independence and Governance Working Group* ("CCRO") e del *Group on Risk Management* di Eurelectric. Sono stati presi a riferimento inoltre gli accordi del Comitato di Basilea per la vigilanza bancaria e le prescrizioni sancite dai principi contabili internazionali riferiti alle modalità di rilevazione, sulle poste di Conto economico e sulla Situazione patrimoniale-finanziaria, della volatilità dei prezzi delle *commodities* e dei derivati finanziari.

Nel Gruppo A2A la valutazione del rischio in oggetto è centralizzata in capo alla *holding*, che ha istituito, all'interno della Struttura Organizzativa Amministrazione, Finanza e Controllo, l'Unità Organizzativa di *Group Risk Management* con il compito di gestire e monitorare il rischio mercato e di *commodity*, di elaborare e valutare i prodotti energetici strutturati, di proporre strategie di copertura finanziaria

del rischio energetico, nonché di supportare i vertici aziendali nella definizione di politiche di *Energy Risk Management* di Gruppo.

Annualmente il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. definisce i limiti di rischio *commodity* del Gruppo, approvando la proposta di *PaR* e *VaR* (elaborata in sede di Comitato Rischi) in concomitanza con l'approvazione del *Budget*/Piano Industriale; *Group Risk Management* vigila sul rispetto di tali limiti e propone ai vertici aziendali le strategie di copertura volte a riportare il rischio entro i limiti definiti ove questi vengano superati.

Il perimetro delle attività soggette al controllo del rischio riguarda il portafoglio costituito da tutte le posizioni sul mercato fisico dei prodotti energetici sia in acquisto/produzione che in vendita e da tutte le posizioni sul mercato dei derivati energetici delle società appartenenti al Gruppo.

Ai fini del monitoraggio dei rischi vengono segregati e gestiti in modo differente il Portafoglio Industriale da quello di *Trading*. In particolare si definisce Portafoglio Industriale l'insieme dei contratti sia fisici che finanziari direttamente connessi all'attività industriale del Gruppo, ossia che hanno come obiettivo la valorizzazione della capacità produttiva anche attraverso l'attività di commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio di gas, energia elettrica e calore.

Il Portafoglio di *Trading* è costituito dall'insieme di tutti quei contratti, sia fisici che finanziari, sottoscritti con la finalità di ottenere un profitto aggiuntivo rispetto a quello ottenibile dall'attività industriale, ossia di tutti quei contratti che pur accessori all'attività industriale non sono strettamente necessari alla stessa.

Al fine di individuare l'attività di *Trading*, il Gruppo A2A si attiene alla Direttiva *Capital Adequacy* ed alla definizione di attività "*held for trading*", come da Principio Contabile Internazionale IFRS 9, che definisce tali le attività finalizzate a conseguire un profitto dalla variazione a breve termine nei prezzi e nei margini di mercato, senza scopo di copertura, e destinate a generare un portafoglio ad elevato *turnover*.

Data quindi la diversa finalità, i due Portafogli sono segregati e monitorati separatamente con strumenti e limiti specifici. In particolare, le attività di *Trading* sono soggette ad apposite procedure operative di controllo e gestione dei rischi, declinate nei *Deal Life Cycle*.

I vertici aziendali vengono aggiornati sistematicamente sull'evoluzione del rischio *commodity* del Gruppo dall'Unità Organizzativa *Group Risk Management* che controlla l'esposizione netta, calcolata centralmente, sull'intero portafoglio di *asset* e di contratti e monitora il livello complessivo di rischio economico assunto dal Portafoglio Industriale e dal Portafoglio di *Trading* (*Profit at Risk - PaR*, *Value at Risk - VaR*, *Stop Loss*).

a.2) Strumenti derivati su *commodity*, analisi delle operazioni

Derivati del Portafoglio Industriale definibili di Copertura

L'attività di copertura dal rischio prezzo attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati è finalizzata alla protezione dalla volatilità del prezzo dell'energia elettrica sul mercato di Borsa (IPEX-EEX), alla stabilizzazione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso con particolare attenzione alle vendite ed agli acquisti a prezzo fisso ed alla stabilizzazione delle differenze di prezzo derivanti dalle diverse indicizzazioni del prezzo del gas e dell'energia elettrica. A tal fine, nel corso dell'esercizio, sono stati conclusi contratti di copertura sui contratti di acquisto e vendita di energia elettrica e contratti di copertura del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone del mercato IPEX (cd. contratti CCC); sono stati inoltre conclusi contratti di copertura con primari istituti di credito sui contratti di acquisto di carbone e di gas con la finalità di proteggere il margine proveniente dalle vendite e contestualmente mantenere il profilo di rischio entro i limiti definiti sulla base di quanto stabilito dalla *Energy Risk Policy* di Gruppo.

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'ottimizzazione del portafoglio dei diritti di emissione di gas serra (vedi Direttiva 2003/87/CE), ha stipulato contratti *Future* sul prezzo di Borsa ICE ECX (*European Climate Exchange*). Queste operazioni si configurano contabilmente come operazioni di copertura nel caso di eccedenze/deficit di quote dimostrabili.

Il *fair value* al 30 giugno 2019 è pari a 10,7 milioni di euro (10,2 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Derivati del Portafoglio Industriale non definibili di Copertura

Sempre in un’ottica di ottimizzazione del Portafoglio Industriale, sono stati stipulati contratti *Future* sul prezzo di Borsa ICE ECX (*European Climate Exchange*). Queste operazioni non si configurano contabilmente come operazioni di copertura in quanto non sussistono i requisiti richiesti dai principi contabili.

Il *fair value* al 30 giugno 2019 è pari a -0,9 milioni di euro (0,0 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Derivati del Portafoglio di Trading

Il Gruppo A2A ha stipulato, nell’ambito della sua attività di *Trading*, contratti *Future* sulle principali Borse europee dell’energia (EEX, ICE, *Powernext*) e contratti *Forward* sul prezzo dell’energia elettrica con consegna in Italia e nei paesi limitrofi, quali Francia, Germania e Svizzera. Il Gruppo ha stipulato inoltre contratti *Future*, *Forward* ed *Option* sul prezzo di Borsa ICE ECX (*European Climate Exchange*). Sempre con riferimento all’attività di *Trading*, sono stati stipulati sia contratti *Future* che *Forward* sul prezzo di Borsa del gas (ICE-*Endex*, CEGH).

Il *fair value* al 30 giugno 2019 è pari a 18,1 milioni di euro (-2,7 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

a.3) Energy Derivatives, valutazione dei rischi dei derivati del Portafoglio Industriale

Per valutare l’impatto che le oscillazioni del prezzo di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti dal Gruppo A2A ascrivibili al Portafoglio Industriale, viene utilizzato lo strumento del *PaR*⁽¹⁾ o *Profit at Risk*, ossia la variazione del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento degli indici di mercato. Il *PaR* viene calcolato con il metodo Montecarlo (minimo 10.000 scenari) ed un livello di confidenza del 99% e prevede la simulazione di scenari per ogni *driver* di prezzo rilevante in funzione della volatilità e delle correlazioni ad essi associate utilizzando, come livello centrale, le curve *forward* di mercato alla data di Bilancio ove disponibili. Attraverso tale metodo, dopo aver ottenuto una distribuzione di probabilità associata alle variazioni di risultato dei contratti finanziari in essere, è possibile estrapolare la massima variazione attesa nell’arco temporale dato dall’esercizio contabile ad un prestabilito livello di probabilità. Sulla base della metodologia descritta, nell’arco temporale pari all’esercizio contabile ed in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità, la variazione negativa attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 30 giugno 2019 risulta pari a 73,924 milioni di euro (75,530 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Di seguito si riportano i risultati della simulazione con le variazioni massime associate:

milioni di euro	30 06 2019		31 12 2018	
	<i>Worst case</i>	<i>Best case</i>	<i>Worst case</i>	<i>Best case</i>
Profit at Risk (PaR)				
Livello di confidenza 99%	(73,924)	90,257	(75,530)	89,251

Il Gruppo A2A si attende, pertanto, con una probabilità del 99%, di non avere variazioni rispetto al *fair value* al 30 giugno 2019 superiori a 73,924 milioni di euro sull’intero portafoglio degli strumenti finanziari in essere, per effetto di eventuali oscillazioni avverse del prezzo delle *commodities*.

Nel caso si manifestassero variazioni negative dei *fair value* sui derivati, tali variazioni sarebbero compensate dalle variazioni del sottostante conseguente al variare dei prezzi di mercato.

a.4) Energy Derivatives, valutazione dei rischi dei derivati del Portafoglio di Trading

Per valutare l’impatto che le oscillazioni dei prezzi di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti dal Gruppo A2A ascrivibili al Portafoglio di *Trading*, viene utilizzato lo strumento del *VaR*⁽²⁾ o *Value at Risk*, ossia la variazione negativa del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento avverso degli indici di mercato. Il *VaR* viene calcolato con la metodologia *RiskMetrics*, in un periodo di riferimento (*holding period*) pari a 3 giorni e un livello di confidenza pari al 99%. Per i contratti per i quali non è possibile effettuare la stima giornaliera del *VaR* vengono utilizzate metodologie alternative quali il cd. *stress test analysis*.

1 *Profit at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.
2 *Value at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del *fair value* di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.

Sulla base della metodologia descritta, in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità e con un periodo di riferimento pari a 3 giorni, la perdita attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 30 giugno 2019 risulta pari a 0,160 milioni di euro (0,251 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Al fine di garantire un monitoraggio più stretto dell'attività, vengono inoltre fissati per ogni anno dei limiti di *VaR* e di *Stop Loss* (somma algebrica di *VaR*, *P&L Realized* e *P&L Unrealized*).

Di seguito si riportano i risultati delle valutazioni:

milioni di euro	30 06 2019		31 12 2018	
	<i>VaR</i>	<i>Stop Loss</i>	<i>VaR</i>	<i>Stop Loss</i>
Value at Risk (<i>VaR</i>)				
Livello di confidenza 99%, holding period 3 giorni	(0,160)	(0,160)	(0,251)	(0,251)

b. Rischio di tasso di interesse

La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene 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.

Al 30 giugno 2019 la struttura del debito lordo è la seguente:

milioni di euro	30 06 2019			31 12 2018		
	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura
A tasso fisso	2.668	2.939	82%	2.706	2.993	81%
A tasso variabile	909	638	18%	972	685	19%
Totale (*)	3.577	3.577	100%	3.678	3.678	100%

(*) esclusi i debiti finanziari da *leasing* operativi.

Al 30 giugno 2019 gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse sono i seguenti:

STRUMENTO DI COPERTURA	ATTIVITÀ COPERTA	30 06 2019		31 12 2018	
		<i>Fair value</i>	Nozionale	<i>Fair value</i>	Nozionale
IRS	Finanz. tasso var. soc. controll.	(0,5)	30,0	(0,6)	36,4
IRS	<i>Leasing</i> tasso var. soc. controll.	(5,5)	30,1	(5,1)	31,4
<i>Collar</i>	Finanz. tasso variabile A2A	(7,2)	85,7	(8,0)	95,2
Totale		(13,2)	145,8	(13,7)	163,0

Con riferimento al trattamento contabile i derivati di copertura del rischio di tasso di interesse sono classificabili come segue:

TRATTAMENTO CONTABILE	DERIVATI	NOZIONALE		FAIR VALUE ATTIVITÀ		NOZIONALE		FAIR VALUE PASSIVITÀ	
		al	al	al	al	al	al	al	al
		30/06/2019	31/12/2018	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2019	31/12/2018
<i>Cash flow hedge</i>	<i>Collar</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	85,7	95,2	(7,2)	(8,0)
<i>Cash flow hedge</i>	IRS	0,0	0,0	0,0	0,0	60,1	67,8	(6,0)	(5,7)
Totale		0,0	0,0	0,0	0,0	145,8	163,0	(13,2)	(13,7)

4 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale
Relazione finanziaria semestrale
Schemi di bilancio
Criteri di redazione
Variazioni di principi contabili internazionali
Area di consolidamento
Criteri e procedure di consolidamento
Stagionalità dell'attività
Sintesi dei risultati per settore di attività
Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
Indebitamento finanziario netto
Note illustrative alle voci di Conto economico
Risultato per azione
Nota sui rapporti con le parti correlate
Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

I derivati su tasso di interesse esistenti al 30 giugno 2019 in *Cash flow hedge* si riferiscono ai seguenti finanziamenti:

Finanziamento	Derivato	Accounting
Finanziamento A2A S.p.A. con BEI: scadenza novembre 2023, debito residuo al 30 giugno 2019 di 85,7 milioni di euro, a tasso variabile.	<i>Collar</i> a copertura integrale del finanziamento e medesima scadenza, con <i>floor</i> sul tasso Euribor 2,99% e <i>cap</i> 4,65%. Al 30 giugno 2019 il <i>fair value</i> è negativo per 7,2 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. Il <i>collar</i> è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento di Linea Green con Unicredit: scadenza maggio 2021, debito residuo al 30 giugno 2019 di 10,5 milioni di euro, a tasso variabile.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2019 il <i>fair value</i> è negativo per 0,3 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento di ACSM- AGAM con Intesa San Paolo: scadenza giugno 2021, debito residuo al 30 giugno 2019 di 11,5 milioni di euro, a tasso variabile.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2019 il <i>fair value</i> è negativo per 0,1 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento di ACSM-AGAM con Unicredit: scadenza giugno 2023, debito residuo al 30 giugno 2019 di 8,0 milioni di euro, a tasso variabile.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2019 il <i>fair value</i> è negativo per 0,1 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
n. 12 <i>Leasing</i> di A2A Rinnovabili con diversi istituti di credito e diverse scadenze, debito complessivo al 30 giugno 2019 di 46,0 milioni di euro, a tasso variabile.	IRS sull'85% dell'importo dei leasing. Al 30 giugno 2019 il <i>fair value</i> è negativo per 5,5 milioni di euro.	Gli IRS sono in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.

Al fine di consentire 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.

A seguire viene esposta un'analisi di *sensitivity* relativamente alle possibili variazioni del *fair value* dei derivati (escluso il *cross currency swap*) traslando la curva *forward* dei tassi di +50 bps e -50 bps:

milioni di euro	30 06 2019 (base case: -13,2)		31 12 2018 (base case: -13,7)	
	-50 bps	+50 bps	-50 bps	+50 bps
Variazione <i>fair value</i> derivati	(2,0)	2,0	(2,1)	2,0

Tale *sensitivity* è calcolata allo scopo di determinare l'effetto di una variazione retrospettica della curva *forward* dei tassi sul *fair value* dei derivati, a prescindere da eventuali impatti sull'aggiustamento imputabile al rischio controparte – “*Bilateral Credit Value Adjustment*” (bCVA) – introdotto nel calcolo del *fair value* in ottemperanza del principio contabile internazionale IFRS 13.

c. Rischio tasso di cambio non connesso a *commodity*

In relazione al rischio di cambio diverso da quello incluso nel prezzo delle *commodities*, si segnala che al 30 giugno 2019 esiste il seguente strumento di copertura:

STRUMENTO DI COPERTURA	ATTIVITÀ COPERTA	30 06 2019		31 12 2018	
		<i>Fair value</i>	Nozionale (*)	<i>Fair value</i>	Nozionale (*)
<i>Cross Currency</i> IRS	Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	2,5	114,2	7,7	111,2
Totale		2,5	114,2	7,7	111,2

(*) il nozionale del CCS è valutato al cambio ECB di fine periodo.

Con riferimento al trattamento contabile, si precisa che il derivato di copertura sopra indicato è in *cash flow hedge*, con imputazione integrale nella riserva di Patrimonio netto.

In particolare, il sottostante del derivato *Cross Currency IRS* si riferisce al prestito obbligazionario a tasso fisso di 14 miliardi di yen con scadenza 2036 *bullet* emesso nel 2006.

Su tale finanziamento è stato stipulato, per tutta la durata dello stesso, un contratto di *cross currency swap*, trasformando il prestito e i relativi interessi da importi denominati in yen a importi denominati in euro.

Al 30 giugno 2019 il *fair value* della copertura è positivo per 2,5 milioni di euro. Si evidenzia che il *fair value* migliorerebbe di 21,2 milioni di euro in caso di traslazione negativa del 10% della curva *forward* del cambio euro/yen (apprezzamento dello yen) e peggiorerebbe di 16,5 milioni di euro in caso di traslazione positiva del 10% della curva *forward* del cambio euro/yen (deprezzamento dello yen). Tale *sensitivity* è calcolata allo scopo di determinare l'effetto della variazione della curva *forward* del tasso di cambio euro/yen sul *fair value* a prescindere da eventuali impatti sull'aggiustamento imputabile al BCVA.

d. Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni o che sia in grado di farlo a condizioni economiche sfavorevoli.

Il profilo delle scadenze del debito lordo del Gruppo è di seguito riepilogato:

milioni di euro	Saldo contabile 30 06 2019	Quote con scadenza entro i 12 mesi	Quote con scadenza oltre i 12 mesi	Quota scadente entro il				
				30 06 2021	30 06 2022	30 06 2023	30 06 2024	Oltre
Obbligazioni	2.709	555	2.154	350	498	-	599	707
Debiti finanziari per diritti d'uso	160	26	134	22	15	13	14	70
Debiti finanziari verso parti correlate	-	-	-	-	-	-	-	-
Finanziamenti Bancari ed altri finanziatori	819	171	648	101	86	85	70	306
TOTALE	3.688	752	2.936	473	599	98	683	1.083

La politica di gestione del rischio si realizza tramite (i) una strategia di gestione del debito diversificata per fonti di finanziamento e scadenze e (ii) il mantenimento di disponibilità finanziarie sufficienti a far fronte agli impegni programmati e a quelli inattesi su un determinato orizzonte temporale.

Al 30 giugno 2019 il Gruppo ha a disposizione un totale di 1.284 milioni di euro, così composto:

- (i) linee di credito *revolving committed* per 740 milioni di euro, di cui 200 con scadenza nel 2019, 140 con scadenza nel 2021 e 400 con scadenza nel 2023, non utilizzate;
- (ii) finanziamenti a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 40 milioni di euro;
- (iii) disponibilità liquide per complessivi 553 milioni di euro, di cui 432 milioni a livello di capogruppo.

Inoltre il Gruppo mantiene in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) da 4 miliardi di euro, di cui nominali 1.438 milioni di euro ancora disponibili.

La tabella che segue analizza il *worst case* con riferimento alle passività finanziarie (compresi i debiti commerciali), nella quale gli importi indicati sono flussi di cassa futuri, nominali e non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, per la quota in conto capitale e per la quota in conto interessi; sono altresì inclusi i flussi nominali non scontati inerenti i contratti derivati su tassi di interesse.

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

30 06 2019 milioni di euro	1-3 MESI	4-12 MESI	OLTRE 12 MESI
Obbligazioni	2	595	2.406
Debiti e altre passività finanziarie (*)	30	151	719
Totale flussi finanziari	32	746	3.125
Debiti verso fornitori	410	31	2
Totale debiti commerciali	410	31	2

(*) esclusi i debiti finanziari da *leasing* operativi.

31 12 2018 milioni di euro	1-3 MESI	4-12 MESI	OLTRE 12 MESI
Obbligazioni	45	557	2.516
Debiti e altre passività finanziarie	40	102	856
Totale flussi finanziari	85	659	3.372
Debiti verso fornitori	464	9	1
Totale debiti commerciali	464	9	1

e. 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 (*Credit Policy*, procedura *Energy Risk Management*) 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*. La mitigazione del rischio avviene tramite la valutazione preventiva del merito creditizio della controparte e la costante verifica del rispetto del limite di esposizione nonché attraverso richiesta di adeguate garanzie.

I tempi di pagamento applicati alla generalità della clientela prevedono diverse scadenze, secondo quanto previsto dalla normativa applicabile e nel rispetto degli *standard* di mercato. Nei casi di ritardato pagamento, in linea con le esplicite previsioni dei sottostanti contratti, si procede ad addebitare gli interessi di mora nella misura prevista dai contratti stessi o dalle vigenti leggi in materia (applicazione del tasso di mora ex D.Lgs. 231/2002).

I crediti commerciali sono esposti in bilancio al netto delle eventuali svalutazioni; si ritiene che il valore riportato esprima la corretta rappresentazione del valore di presunto realizzo del monte crediti commerciali. Per l’*aging* dei crediti commerciali si rimanda alla nota “Crediti commerciali”.

f. Rischio equity

Il Gruppo A2A è esposto al rischio *equity* limitatamente al possesso delle azioni proprie detenute da A2A S.p.A. che al 30 giugno 2019, risultano pari a n. 23.721.421 azioni corrispondenti allo 0,757% del Capitale sociale che è costituito da n. 3.132.905.277 azioni.

Dal punto di vista contabile, come disposto dagli IAS/IFRS, il costo di acquisto delle azioni proprie è iscritto in riduzione del Patrimonio netto e neppure in caso di cessione l’eventuale differenza positiva o negativa, rispetto al costo di acquisto, avrà effetti sul Conto economico. L’acquisto di azioni proprie è stato effettuato per perseguire finalità di sviluppo come le operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la società intende perseguire, in relazione ai quali si concretizzi l’opportunità di scambi azionari.

g. Rischio rispetto *covenants*

I prestiti obbligazionari, i finanziamenti, i *leasing* e le linee bancarie *revolving committed* presentano *Terms and Conditions* in linea con il mercato per ciascuna tipologia di strumenti. In particolare prevedono: (i) clausole di *negative pledge* per effetto delle quali la capogruppo si impegna a non costituire, con eccezioni, garanzie sui propri beni e su quelli delle sue controllate dirette, oltre una soglia specificatamente individuata; (ii) clausole di *cross default/acceleration* che comportano l’obbligo di rimborso

immediato dei finanziamenti al verificarsi di gravi inadempienze; (iii) clausole che prevedono l’obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza dichiarata di alcune società del Gruppo.

I prestiti obbligazionari includono (i) 2.562 milioni di euro (valore contabile) emessi nell’ambito del Programma EMTN, che prevedono a favore degli investitori una *Change of Control Put* nel caso di mutamento di controllo della società che determini nei successivi 180 giorni un conseguente *down-grade* del *rating* a livello *sub-investment grade* (se entro tali 180 giorni il *rating* della società dovesse ritornare ad *investment grade* l’opzione non è esercitabile); (ii) 114 milioni di euro (valore contabile) relativi al prestito obbligazionario privato in yen con scadenza 2036 con una clausola di *Put right* a favore dell’investitore nel caso in cui il *rating* risulti inferiore a BBB- o equivalente livello (*sub-investment grade*).

I finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti, del valore contabile di 654 milioni di euro, di cui 307 milioni con scadenza oltre 5 anni, prevedono una clausola di *Credit Rating* (se *rating* inferiore a BBB- o equivalente livello a *sub-investment grade*), e includono una clausola di mutamento di controllo della capogruppo, con il diritto per la banca di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento.

Con riferimento ai finanziamenti delle società controllate, il finanziamento di A2A gencogas S.p.A. del valore contabile di 15 milioni di euro è assistito da una garanzia reale (ipoteca) per un importo massimo di 120 milioni di euro e prevede due *covenants* finanziari, come evidenziato nella tabella riportata più avanti.

Il finanziamento in essere tra Linea Green e Unicredit di 10 milioni di euro è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti della società e prevede un *covenant* finanziario, come evidenziato nella tabella riportata più avanti.

Alcuni *leasing* finanziari di A2A Rinnovabili e alcuni finanziamenti bancari di ACSM-AGAM prevedono dei *covenants* finanziari, come evidenziato nella tabella riportata più avanti.

Con riferimento alle linee bancarie *revolving committed* disponibili, la linea da 400 milioni di euro con scadenza agosto 2023 e le linee bilaterali da 200 e 100 milioni di euro, rispettivamente con scadenza ottobre 2019 e febbraio 2021, prevedono una clausola di *Change of Control* che attribuisce la facoltà alle banche di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un *Material Adverse Effect*, l’estinzione della *facility* ed il rimborso anticipato di quanto eventualmente utilizzato.

Al 30 giugno 2019 non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Gruppo A2A S.p.A. - Principali *Covenants* finanziari al 30 giugno 2019

SOCIETÀ	LENDER	LIVELLO DI RIFERIMENTO	LIVELLO RILEVATO	DATA DI RILEVAZIONE (*)
A2A gencogas	Intesa San Paolo	Pfn/Mezzi propri <=2 Pfn/Mol<=6	0,0 0,3	31/12/2018 31/12/2018
Linea Green	Unicredit	Debito residuo/Mezzi Propri <= 0,9	0,1	30/06/2019
A2A Rinnovabili	ICCREA	ADSCR (<i>Cash flow</i> operativo/Canoni <i>leasing</i>) =>1,10	2,34	31/12/2018
A2A Rinnovabili	UBI	ADSCR (<i>Cash flow</i> operativo/Canoni <i>leasing</i>) =>1,25	2,79	31/12/2018
A2A Rinnovabili	Leasint	ADSCR (<i>Cash flow</i> operativo/Canoni <i>leasing</i>) =>1,20	1,49	31/12/2018
ACSM-AGAM	UBI	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> <= 4,50 <i>Gearing</i> <= 1,50	1,41 0,15	31/12/2018 31/12/2018
ACSM-AGAM	Intesa San Paolo	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> <= 4,35 <i>Gearing</i> <= 1,10	1,41 0,15	31/12/2018 31/12/2018
AcsM-Agam Reti	Unicredit	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> <= 4,50 <i>Gearing</i> <= 1,10	1,41 0,15	31/12/2018 31/12/2018
AcsM-Agam Reti	Cassa DDPP	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> <= 4,50 <i>Gearing</i> <= 1,20	1,41 0,15	31/12/2018 31/12/2018

(*) la rilevazione è prevista solo annualmente.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Nella rappresentazione di bilancio delle operazioni di copertura, ai fini dell'eventuale applicazione dell'*hedge accounting*, si procede alla verifica della rispondenza ai requisiti di *compliance* con il principio contabile internazionale IFRS 9.

In particolare:

- 1) operazioni definibili di copertura ai sensi dello IFRS 9: si dividono in operazioni a copertura di flussi finanziari (*cash flow hedge*) e operazioni a copertura del *fair value* di poste di bilancio (*fair value hedge*). Per le operazioni di *cash flow hedge* il risultato maturato è compreso nel Margine Operativo Lordo quando realizzato per i derivati su *commodity* e nella gestione finanziaria per derivati su tassi di interesse e cambio, mentre il valore prospettico è esposto a Patrimonio netto. Per le operazioni di *fair value hedge* gli impatti a Conto economico si registrano nell'ambito della stessa linea di bilancio;
- 2) operazioni non definibili di copertura ai sensi dello IFRS 9, si dividono fra:
 - a. copertura del margine: per tutte le operazioni di copertura dei flussi di cassa o del valore di mercato in linea con politiche di rischio aziendali, il risultato maturato e il valore prospettico sono compresi nel Margine Operativo Lordo per i derivati su *commodity* e nella gestione finanziaria per derivati su tassi di interesse e cambio;
 - b. operazioni di *trading*: per le operazioni su *commodity* il risultato maturato e il valore prospettico sono iscritti a bilancio sopra il Margine Operativo Lordo; per quelli su tassi di interesse e cambio nei proventi e oneri finanziari.

L'utilizzo dei derivati finanziari, nel Gruppo A2A, è disciplinato da un insieme coordinato di procedure (*Energy Risk Policy, Deal Life Cycle*) che si ispirano alla *best practice* di settore, ed è finalizzato a limitare il rischio di esposizione di Gruppo all'andamento dei prezzi sui mercati delle *commodities* di riferimento, sulla base di una strategia di gestione dei flussi di cassa (*cash flow hedge*).

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al *fair value* rispetto alla curva *forward* di mercato della data di riferimento del Bilancio qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano una struttura dei prezzi a termine. In assenza di una curva *forward* di mercato, la valutazione al *fair value* è determinata sulla base di stime interne utilizzando modelli che fanno riferimento alla *best practice* di settore.

Nella valutazione del *fair value*, il Gruppo A2A utilizza la cosiddetta forma di attualizzazione continua e come *discount factor* il tasso di interesse per attività prive di rischio, identificato nel tasso Eonia (*Euro Overnight Index Average*) e rappresentato nella sua struttura a termine dalla curva OIS (*Overnight Index Swap*). Il *fair value* relativo alle coperture di flussi di cassa (*cash flow hedge*) ai sensi dello IFRS 9 è stato classificato in base al sottostante dei contratti derivati.

In ottemperanza a quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 13, la determinazione del *fair value* di uno strumento finanziario OTC è effettuata prendendo in considerazione il rischio di inadempimento (*non performance risk*). Al fine di quantificare l'aggiustamento di *fair value* imputabile a tale rischio, A2A ha sviluppato, coerentemente con le *best practices* di mercato, un modello proprietario denominato "*Bilateral Credit Value Adjustment*" (bCVA), che valorizza sia le variazioni del merito creditizio della controparte che le variazioni del proprio merito creditizio.

Il bCVA è composto da due addendi, calcolati considerando la probabilità di fallimento di entrambe le controparti, ovvero il *Credit Value Adjustment* (CVA) ed il *Debit Value Adjustment* (DVA):

- il CVA è un componente negativo e contempla la probabilità che la controparte sia inadempiente e contestualmente A2A presenti un credito nei confronti della controparte;
- il DVA è un componente positivo e contempla la probabilità che A2A sia inadempiente e contestualmente la controparte presenti un credito nei confronti di A2A.

Il bCVA è calcolato quindi con riferimento all'esposizione, valutata sulla base del valore di mercato del derivato al momento del *default*, alla probabilità di *default* (PD) ed alla *Loss Given Default* (LGD). Quest'ultima, che rappresenta la percentuale non recuperabile del credito in caso di inadempienza, è valutata sulla base della Metodologia IRB *Foundation* così come esposta negli accordi di Basilea 2, mentre la PD viene valutata sulla base del *Rating* delle controparti (*Internal Rating Based* ove non disponibile) e della probabilità di *default* storica ad esso associata e pubblicata annualmente da Standard & Poors.

L'applicazione della suddetta metodologia non ha comportato variazioni di rilievo nelle valutazioni al *fair value*.

Strumenti in essere al 30 giugno 2019

A) Su tassi di interesse e su tassi di cambio

milioni di euro	Valore nozionale (a) scadenza entro un anno		Valore nozionale (a) scadenza tra 1 e 5 anni		Valore nozionale (a) scadenza oltre 5 anni	Valore Situazione patrimoniale finanziaria (b)	Effetto progressivo a Conto economico al 30 06 2019 (c)
	Da ricevere	Da pagare	Da ricevere	Da pagare			
Gestione del rischio su tassi di interesse							
- a copertura di flussi di cassa ai sensi IFRS 9 (cash flow hedge)		34		95	17	(13)	
- non definibili di copertura ai sensi IFRS 9		-		-	-	-	
Totale derivati su tassi di interesse	-	34	-	95	17	(13)	-
Gestione del rischio su tassi di cambio							
- definibili di copertura ai sensi IFRS 9 su operazioni commerciali su operazioni finanziarie					114	2	
- non definibili di copertura ai sensi IFRS 9 su operazioni commerciali su operazioni finanziarie							
Totale derivati su cambi	-	-	-	-	114	2	-

- (a) Rappresenta la somma del valore nozionale dei contratti elementari che derivano dall'eventuale composizione dei contratti complessi.
- (b) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto nella Situazione patrimoniale-finanziaria a seguito della valutazione a fair value dei derivati.
- (c) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a Conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni
di carattere
generale
- Relazione
finanziaria
semestrale
- Schemi di
bilancio
- Criteri di
redazione
- Variazioni di
principi contabili
internazionali
- Area di
consolidamento
- Criteri e
procedure di
consolidamento
- Stagionalità
dell'attività
- Sintesi dei risultati
per settore di
attività
- Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria
- Indebitamento
finanziario netto
- Note illustrative
alle voci di Conto
economico
- Risultato per
azione
- Nota sui rapporti
con le parti
correlate
- Operazioni
significative
non ricorrenti
e atipiche e/o
inusuali
- Garanzie ed
impegni con terzi
- Altre informazioni

B) Su commodity

Di seguito si riporta l'analisi dei contratti derivati su *commodity* non ancora scaduti alla data del presente bilancio, posti in essere al fine di gestire il rischio di oscillazione dei prezzi di mercato di *commodity*.

	Valore nozionale milioni di euro	Unità di misura del valore nozionale	Valore nozionale scadenza entro un anno	Valore nozionale scadenza entro due anni	Valore nozionale scadenza entro cinque anni	Valore Situazione patrimoniale finanziaria (*) milioni di euro	Effetto progressivo a Conto economico (**) milioni di euro
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici							
A. A copertura di flussi di cassa (<i>cash flow hedge</i>) ai sensi IFRS 9 di cui:						10,7	-
- Elettricità	306,6	TWh	8,8	0,5		0,4	
- Petrolio	0,0	Bbl					
- Carbone	32,9	Tonnellate	241.620			(3,7)	
- Gas Naturale	10,4	TWh					
- Gas Naturale		Milioni di metri cubi	5,7				
- Cambio		Milioni di dollari					
- Diritti di Emissione CO ₂	48,6	Tonnellate	3.220.000	1.097.000		14,0	
B. Definibili di copertura (<i>fair value hedge</i>) ai sensi IFRS 9						-	-
C. Non definibili di copertura ai sensi IFRS 9 di cui:						17,2	19,8
C.1 Copertura del margine						(0,9)	(0,9)
- Elettricità		TWh					
- Petrolio		Bbl					
- Gas Naturale		MWh					
- Gas Naturale		Milioni di metri cubi					
- Diritti di Emissione CO ₂	1,3	Tonnellate	415.000			(0,9)	(0,9)
- Cambio		Milioni di dollari					
C.2 Operazioni di trading						18,1	20,7
- Elettricità	1.318,5	TWh	30,3	5,9	0,3	8,6	14,0
- Gas Naturale	1.666,4	TWh	83,6	25,7	2,1	9,4	6,3
- Diritti di Emissione CO ₂	22,0	Tonnellate	1.865.000	364.000		0,1	0,4
- Certificati Ambientali		MWh					
- Certificati Ambientali		Tep					
Totale						27,9	19,8

(*) Rappresenta il credito(+) o il debito(-) netto iscritto nella Situazione patrimoniale-finanziaria a seguito della valutazione a *fair value* dei derivati.

(**) Rappresenta l'adeguamento a *fair value* dei derivati iscritto progressivamente a Conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

Effetti patrimoniali ed economici dell'attività in derivati al 30 giugno 2019

Effetti patrimoniali

Nel seguito sono evidenziati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2019, inerenti la gestione dei derivati.

<i>milioni di euro</i>	NOTE	TOTALE
ATTIVITÀ		
ATTIVITÀ NON CORRENTI		2
Altre attività non correnti - Strumenti derivati	5	2
ATTIVITÀ CORRENTI		254
Altre attività correnti - Strumenti derivati	8	254
TOTALE ATTIVO		256
PASSIVITÀ		
PASSIVITÀ NON CORRENTI		13
Altre passività non correnti - Strumenti derivati	21	13
PASSIVITÀ CORRENTI		226
Debiti commerciali e altre passività correnti - Strumenti derivati	22	226
TOTALE PASSIVO		239

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

Effetti economici

La tabella che segue evidenzia l’analisi dei risultati economici al 30 giugno 2019, inerenti la gestione dei derivati.

<i>milioni di euro</i>	Note	Realizzati nel periodo	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto economico
RICAVI	26			
Ricavi di vendita				
<i>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		2	-	2
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		12	194	206
Totale ricavi di vendita		14	194	208
COSTI OPERATIVI	27			
Costi per materie prime e servizi				
<i>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		4	-	4
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		(73)	(174)	(247)
Totale costi per materie prime e servizi		(69)	(174)	(243)
Totale iscritto nel Margine operativo lordo (*)		(55)	20	(35)
GESTIONE FINANZIARIA	33			
Proventi finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Proventi su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		-	-	-
Totale		-	-	-
Totale proventi finanziari		-	-	-
Oneri finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Oneri su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		(3)	-	(3)
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		-	-	-
Totale		(3)	-	(3)
Totale oneri finanziari		(3)	-	(3)
TOTALE ISCRITTO NELLA GESTIONE FINANZIARIA		(3)	-	(3)

(*) I dati non recepiscono l’effetto della cd. “net presentation” del margine di negoziazione dell’attività di trading.

Classi di strumenti finanziari

A completamento delle analisi richieste dall’IFRS 7 e dall’IFRS 13, si riportano le tipologie di strumenti finanziari presenti nelle poste di bilancio, con l’indicazione dei criteri di valutazione applicati e, nel caso di strumenti finanziari valutati a *fair value*, dell’esposizione (Conto economico o Patrimonio netto).

Nell’ultima colonna della tabella è riportato, ove applicabile, il *fair value* al 30 giugno 2019 dello strumento finanziario.

milioni di euro	Criteri applicati nella valutazione in bilancio degli strumenti finanziari						
	Note	Strumenti finanziari valutati a <i>fair value</i> con variazioni di quest'ultimo iscritte a:			Strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato	Valore della Situazione patrimoniale finanziaria consolidata 30 06 2019	Fair value al 30 06 2019 (*)
		Conto economico	Patrimonio netto				
			(1)	(2)			
ATTIVITÀ							
Altre attività finanziarie non correnti:							
Attività finanziarie valutate a <i>fair value</i> di cui:							
- non quotate		8				8	n.d.
- quotate						-	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza						-	-
Altre attività finanziarie non correnti					21	21	21
Totale altre attività finanziarie non correnti	3					29	
Altre attività non correnti	5		2		9	11	11
Crediti commerciali	7				1.678	1.678	1.678
Altre attività correnti	8	237	17		256	510	510
Attività finanziarie correnti	9				9	9	9
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11				553	553	553
Attività destinate alla vendita	12	70				70	70
PASSIVITÀ							
Passività finanziarie							
Obbligazioni non correnti e correnti	18 e 23		114		2.595	2.709	2.709
Altre passività finanziarie non correnti e correnti	18 e 23				979	979	979
Altre passività non correnti	21		13		141	154	154
Debiti commerciali	22				1.265	1.265	1.265
Altre passività correnti	22	220	6		564	790	790

(*) Per crediti e debiti non relativi a contratti derivati e finanziamenti non è stato calcolato il *fair value* in quanto il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(1) Attività e passività finanziarie valutate a *fair value* con iscrizione delle variazioni di *fair value* a Conto economico.

(2) Derivati di copertura (*Cash Flow Hedge*).

(3) Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al *fair value* con utili/perdite iscritti a Patrimonio netto.

(4) *Loans & receivables* e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

4 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell’attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Gerarchia di fair value

L'IFRS 7 e l'IFRS 13 richiedono che la classificazione degli strumenti finanziari valutati al *fair value* sia effettuata sulla base della qualità delle fonti degli *input* utilizzati nella determinazione del *fair value* stesso.

In particolare l'IFRS 7 e l'IFRS 13 definiscono 3 livelli di *fair value*:

- livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi, sia Ufficiali che *Over the Counter* di attività o passività identiche;
- livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili. Rientrano in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di stime interne, effettuate con metodi proprietari sulla base delle *best practices* di settore.

Per la scomposizione delle attività e passività tra i diversi livelli di *fair value* si veda la tabella di seguito riportata “Gerarchia di *fair value*”.

<i>milioni di euro</i>	NOTA	LIVELLO 1	LIVELLO 2	LIVELLO 3	TOTALE
Attività valutate a <i>fair value</i>	3		8		8
Altre attività non correnti	5		2		2
Altre attività correnti	8	251		3	254
TOTALE ATTIVITÀ		251	10	3	264
Passività finanziarie non correnti	18	114			114
Altre passività non correnti	21		13		13
Altre passività correnti	22	221	4	1	226
TOTALE PASSIVITÀ		335	17	1	353

Analisi di sensitività per strumenti finanziari valutati al livello 3

Come richiesto dall'IFRS 13, di seguito una tabella che evidenzia, per gli strumenti finanziari valutati al livello 3 della gerarchia, gli effetti derivanti dalla variazione dei parametri non osservabili utilizzati nella determinazione del *fair value*.

STRUMENTO FINANZIARIO	PARAMETRO	VARIAZIONE PARAMETRO	SENSITIVITY (MILIONI DI EURO)
Derivati su <i>Commodity</i>	Probabilità di <i>Default</i> (PD)	1%	0,00
Derivati su <i>Commodity</i>	<i>Loss Given Default</i> (LGD)	25%	0,00
Derivati su <i>Commodity</i>	Sottostante capacità interconnessione zonale Italia	1%	0,00

3) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso

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

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

Si forniscono alcune informazioni di aggiornamento di contenziosi di cui la società aveva dato evidenza al 31 dicembre 2018 nella sezione "Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2018".

Contenziosi civili

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

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

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

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

Il giudice ha ritenuto legittima la costituzione di fallimento di S.F.C. S.A. e quindi ha fissato i termini processuali e, all'udienza del 19 dicembre 2012, ha dichiarato la necessità di espletare CTU, fissando al 23 maggio 2013 l'udienza per la nomina del CTU. In tale udienza il giudice, nel frattempo cambiato, ha confermato i quesiti già formulati il 19 dicembre 2012 e ha nominato i CTU Ing. Pompili e Caroli, fissando termine alle parti per nominare propri consulenti di parte. A2A S.p.A. e Ergosud S.p.A. hanno nominato come CTP il Prof. Massardo e l'Ing. Giofrè che negli anni hanno già redatto perizie nelle materie oggetto dei quesiti. Dopo i rinvii chiesti dai periti, al 31 luglio 2014 la CTU è stata depositata presso il Tribunale. L'udienza per esame elaborato peritale si è svolta dopo rinvio in data 1° aprile 2015 ed è stata fissata al 30 novembre 2016 l'udienza di precisazione conclusioni. In tale udienza è stato ammesso il deposito del lodo emesso dalla Camera arbitrale di Milano nel marzo 2016 e sono stati fissati i termini per le memorie conclusionali e la replica prima di pervenire alla emissione della sentenza. L'udienza di precisazioni conclusioni è stata poi nuovamente fissata e rinviata più volte e da ultimo si è svolta il 31 ottobre 2018. Le parti hanno depositato le memorie nei termini assegnati; si resta pertanto in attesa di sentenza. Il Gruppo non ha stanziato alcun fondo non ritenendo probabile il rischio connesso a questa causa.

Asm Novara S.p.A. contenzioso

Pessina Costruzioni nel marzo 2013 ha instaurato procedura arbitrale contro A2A per far dichiarare l'inadempimento rispetto al patto parasociale di Asm Novara e per far condannare A2A a un risarcimento danni. In data 30 giugno 2015 il collegio arbitrale, con opinione dissenziente dell'arbitro designato da A2A ha depositato il lodo che ritiene A2A responsabile di violazione del patto parasociale sottoscritto in data 4 agosto 2007 e conseguentemente la condanna al risarcimento danni di 37.968.938,95 euro oltre spese legali e spese di arbitrato. La società ha impugnato il Lodo ex art. 829 c.p.c. innanzi alla Corte di Appello di Milano.

La Corte di Appello di Milano in data 23 novembre 2016 ha depositato la Sentenza 4337/16 che dichiara inammissibili ed infondate le ragioni di impugnativa del lodo depositato, con conseguente assorbimento delle richieste incidentali.

Nei termini, A2A ha notificato ricorso in Cassazione impugnando il capo della sentenza che ha rigettato il primo motivo di nullità del lodo e il capo che ha rigettato in modo unitario i capi 5, 6 e 7 relativi alla liquidazione del danno in via equitativa. Pessina Costruzioni si è costituita in giudizio rigettando tutti i motivi e chiedendo conferma della sentenza.

4

Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Efficacia ed esecuzione del lodo

In data 11 maggio 2016 dopo essere venuta meno la sospensione di efficacia del lodo disposta dalla Corte di Appello e ad esito di azioni esecutive, A2A ha pagato a Pessina Costruzioni 38.524.290,56 euro.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'atto di citazione non quantificava i danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara in conseguenza di tali operazioni. Tuttavia, con la memoria in data 20 febbraio 2017, la Carlo Tassara ha chiesto che il giudice disponga una consulenza tecnica d'ufficio per calcolarli (specificando che dovrebbero essere quantificati nella presunta differenza fra il prezzo dell'OPA e il valore di mercato che le azioni Edison avevano in precedenza). La Carlo Tassara ha anche depositato una perizia di parte in cui tali danni sono stati quantificati complessivamente in un importo compreso tra 197 e 232 milioni di euro, importo su cui calcolare il risarcimento dovuto da ognuna delle imprese che saranno ritenute dal giudice responsabili.

Dopo plurimi rinvii giustificati anche da modifiche del giudice, in data 17 ottobre 2018, il giudice ha respinto le istanze istruttorie degli attori, fissando al 19 marzo 2019 udienza di precisazione conclusioni. La Società ha depositato le memorie nei termini e si resta in attesa della sentenza. Il Gruppo, avendo adempiuto a quanto previsto dalle norme in essere, non ritiene il rischio probabile per cui non ha stanziato alcun fondo.

Contenziosi penali

Inchiesta Centrale di Monfalcone (RGNR 578/11-RG Tribunale Gorizia 131/2015)

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

Ciò implica un danno verso il Gruppo A2A ed in particolare verso A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.). Il rischio, qualificabile, allo stato, come possibile, può concretizzarsi in maggiori costi sostenuti per le biomasse non consegnate e maggiori costi sostenuti per la (altrui) contraffazione del potere calorifico delle biomasse consegnate e non. A ciò si aggiunga che l’utilizzo di maggior carbone in luogo di biomassa potrebbe avere come conseguenza un aggravio di oneri ambientali relativi al secondo semestre dell’esercizio 2009 e all’intero esercizio 2010, nonché una restituzione dei proventi o Certificati Verdi contabilizzati in più rispetto a quelli reali. La società potrebbe aver presentato, senza colpa, con riferimento agli anni 2009 e 2010, dichiarazioni di generazione di titoli ambientali superiori a quelli in realtà prodotti.

Ad oggi il GSE, così come ha bloccato l’emissione dei titoli per le annualità successive, non ha rivolto richieste di restituzione per le annualità precedenti di competenza del Gruppo A2A (secondo semestre 2009-intera annualità 2010). Nel caso il GSE dovesse agire nei confronti del Gruppo A2A, questo valuterà le azioni, anche risarcitorie, idonee, considerando anche quanto già trattenuto ai fornitori terzi. A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) ha presentato al GSE, secondo le procedure e le modalità in atto, richiesta di ottenimento di Certificati Verdi relativi all’anno 2011 il cui calcolo è stato effettuato sulla base delle reali quantità di biomasse consegnate in centrale e considerando, in accordo con la Procura, un possibile falso (non di A2A) incremento dei poteri calorifici delle stesse del 20%. Nonostante il GSE abbia riconosciuto ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) la correttezza dei calcoli effettuati per il 2011, ad oggi i suddetti Certificati Verdi 2011 non sono stati ancora emessi.

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

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

In data 5 aprile 2019 il Tribunale dopo essersi ritirato in Camera di consiglio ha dato lettura del dispositivo della sentenza in udienza: ha assolto tutti gli imputati per ragioni di merito o per prescrizione ad eccezione del legale rappresentante della Friul Pellet S.r.l. condannato, per omesse forniture e per forniture di biomasse con potere calorifico minore di quello contrattualmente previsto, a 2 anni e 8 mesi di reclusione e a risarcire i danni arrecati ad A2A (da liquidarsi in separata sede). Nel mese di luglio sono state depositate le motivazioni.

Si sottolinea che A2A è stata riconosciuta persona offesa e danneggiata. Il Tribunale ha invece stabilito che non risulta dimostrata la sussistenza dei presupposti per il riconoscimento del danno al GSE e al Ministero dell’Ambiente, non potendo questo darsi come automaticamente provato quale effetto della truffa ordita ai danni di A2A. A tale ultimo proposito si rammenta che il Gruppo non aveva stanziato alcun fondo in quanto aveva ritenuto di essere parte lesa nel procedimento e che gli effetti economici a conclusione del procedimento sarebbero stati neutri.

Ispezione Centrale Monfalcone (RNR 195/17 Procura della Repubblica di Gorizia)

Nei giorni 8 e 9 marzo 2017, su disposizione della Procura della Repubblica di Gorizia, la centrale di Monfalcone di A2A Energiefuture S.p.A. è stata oggetto di ispezione nel corso della quale sono stati effettuati rilievi e campionamenti (sul carbone in giacenza, sulle ceneri, sui residui di trattamento dei fumi, sulle emissioni dal camino) e acquisizioni documentali (sui server del sistema di monitoraggio delle emissioni, sui formulari di analisi del combustibile, ecc.). In pari data, tre dipendenti hanno ricevuto notifica di informazione di garanzia in merito ad un’indagine per i reati di cui all’art. 452 bis c.p. Inquinamento ambientale per comportamenti asseritamente tenuti fino a ottobre 2016. I dipendenti indagati hanno provveduto a nominare i difensori di fiducia.

Successivamente, tra dicembre 2017 e gennaio 2018, la Procura di Gorizia ha proceduto all’acquisizione di ulteriore documentazione presso la centrale. Anche in dicembre 2018 la procura ha proceduto all’acquisizione di ulteriori campionamenti.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell’attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

Il procedimento è tuttora nella fase delle indagini preliminari ed occorrerà attendere gli esiti degli accertamenti disposti dalla Procura di Gorizia che ha richiesto una proroga dei termini per le indagini.

Procura di Brescia – GIP di Brescia. Procedimento penale n. 25597/14 RGNR relativo alla ipotizzata “gestione abusiva di rifiuti speciali non pericolosi” da parte di A2A Ambiente S.p.A.

L’11 luglio 2017, nell’ambito di una indagine riguardante 33 persone fisiche e 14 diverse persone giuridiche, è stato notificato a un dipendente di A2A Ambiente S.p.A. avviso di garanzia per indagini per il reato di cui agli artt. 110, 81 c.p. e 260 D.Lgs. 152/2006 (traffico illecito di rifiuti in concorso) per comportamento asseritamente tenuto negli anni 2014 e 2015.

Successivamente, in data 23 settembre 2017 è stato notificato ad A2A Ambiente decreto di fissazione di udienza ai sensi del D.Lgs. 231/01 per decidere sulla richiesta, formulata dal PM, di applicazione di misure cautelari consistenti nel sequestro di beni per un ammontare complessivo di circa 583.000 euro (considerato quale “profitto del reato”) e nella interdizione temporanea dall’esercizio dell’attività. A2A Ambiente infatti doveva rispondere per responsabilità amministrativa ai sensi del D.Lgs. 231/01.

Dopo le udienze del 9 ottobre 2017 e 13 novembre 2017, con provvedimento in data 27 dicembre 2017, depositato in cancelleria il successivo 28 dicembre, il GIP di Brescia non ha ritenuto sussistenti i presupposti che giustificassero l’adozione di misure cautelari nei confronti di A2A Ambiente ed ha dunque rigettato la richiesta della Procura.

In particolare il GIP ha osservato che A2A Ambiente è da tempo dotata di un articolato modello organizzativo “sulla cui adeguatezza lo stesso Pubblico Ministero non ha formulato specifici rilievi, essendosi limitato a constatare che il dipendente avrebbe operato eludendo i controlli predisposti, circostanza che tuttavia non vale di per sé sola a dimostrare la responsabilità amministrativa dell’ente”.

Il GIP ha altresì sottolineato che lo stesso PM ha riscontrato che A2A Ambiente ha rimodulato, in epoca successiva ai fatti, il proprio MOG al fine di meglio prevenire la commissione di illeciti ambientali ed ha ritenuto questa circostanza da valutarsi in modo positivo ai fini del giudicare, così come ha sottolineato che dalle indagini non è emerso alcun concreto vantaggio per A2A Ambiente.

Successivamente la società non è stata destinataria di altro provvedimento. Al dipendente indagato è stato notificato l’avviso di conclusione delle indagini. In tale circostanza la società ha avuto conoscenza dell’avvenuto stralcio della posizione di alcune delle persone giuridiche, tra cui A2A Ambiente. Si attende provvedimento del GIP.

Nel medesimo procedimento sono stati coinvolti un dipendente e due ex dipendenti di Linea Ambiente/LGH e la stessa Linea Ambiente S.r.l.. Anche in tal caso, ad un dipendente è stato notificato avviso di conclusione delle indagini e la società attende il provvedimento del GIP in risposta alla richiesta di stralcio della posizione degli altri ex dipendenti e della società.

Tribunale di Taranto – Procedimento penale RGNR 2785/18

In data 14 marzo 2019, un dipendente di A2A Ambiente S.p.A., distaccato in Linea Ambiente S.r.l. con funzioni di Direttore Operativo della società, è stato sottoposto alla misura della custodia cautelare in carcere nell’ambito di indagini in merito ai reati di cui agli artt. 319 e 321 c.p. con riferimento ad una ipotesi di corruzione connessa al rilascio della Determina dirigenziale n. 45 del 5 aprile 2018 da parte della Provincia di Taranto per l’ottimizzazione orografica della discarica di Grottaglie di Linea Ambiente S.r.l..

Allo stato nessun provvedimento è stato notificato alla società in relazione ad una possibile responsabilità ex D.Lgs. 231/01.

Con provvedimento del 1° agosto 2019 il Tribunale di Taranto – Ufficio del Giudice delle Indagini Preliminari – su richiesta della Procura, ha disposto il giudizio immediato, cioè senza lo svolgimento dell’udienza preliminare, nei confronti degli imputati soggetti a custodia cautelare, tra i quali il dipendente di A2A Ambiente, nei cui confronti è stata sostituita la misura della custodia cautelare in carcere con gli arresti domiciliari, fissando allo scopo l’udienza del 3 febbraio 2020.

Procura di Milano – Procedimento penale n. 33490/16 RGNR

In data 7 maggio 2019 i carabinieri del nucleo investigativo di Monza si sono presentati presso la sede di Amsa S.p.A. per notificare un ordine di esibizione di atti e documenti emesso dalla Procura di Milano, relativo alla documentazione concernente tre gare bandite da Amsa S.p.A. nel 2017-2018, nonché alle forniture alla stessa effettuate da uno specifico fornitore. I carabinieri hanno pure dato esecuzione ad un decreto di perquisizione degli uffici, accesso a cellulari, tablet e computer in uso al Responsabile

Operativo della società, ad un dirigente e a un dipendente indagati per corruzione, turbata libertà degli incanti e, nel caso dell'ultimo, anche per associazione a delinquere.

Si è poi appreso che i suddetti dipendenti sono stati destinatari di provvedimenti cautelari, per quanto disposti nella fase di indagine preliminare.

Inoltre, tre componenti di una commissione giudicatrice di gara bandita da Amsa S.p.A. risultano indagati nell'ambito dello stesso procedimento per turbata libertà degli incanti (art. 353 c.p.).

Nessuna contestazione in base alla normativa sulla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche è stata sollevata nei confronti di Amsa S.p.A. che si ritiene "persona offesa" e che, infatti, ha proceduto a depositare costituzione di persona offesa in Procura a mezzo di un legale di fiducia.

Il procedimento è tuttora nella fase di indagini preliminari ed occorrerà attendere gli esiti degli accertamenti disposti dalla Procura di Milano.

Indagine relativa ai contratti di servizio di EPCG

A2A S.p.A. ha acquisito la partecipazione in EPCG mediante gara internazionale svoltasi nel 2009, e in forza del cd. "EPCG Agreement" del 3 settembre 2009 ha acquisito il diritto di gestire la società, nominando - sino al 30 giugno 2017- l'Executive Director (CEO) e gli Executive Manager.

Nell'ambito della gestione di EPCG da parte di A2A S.p.A., anche al fine di rispettare gli specifici indicator previsti dall'EPCG Agreement, a far data dal 2010, A2A S.p.A. e, a far data dal 2011, Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Elettriche S.p.A.), hanno prestato a favore di EPCG servizi miranti a migliorare l'organizzazione e le performance della stessa EPCG. Nell'ampio novero dei servizi erogati erano inclusi anche servizi di consulenza resi a beneficio di EPCG da società specializzate, esterne al Gruppo A2A, i costi dei quali venivano prima fatturati ad A2A S.p.A. nell'ambito di una più complessa e organica attività di consulenza prestata a favore dell'intero Gruppo A2A e, successivamente, da A2A S.p.A. addebitati a EPCG per le attività eseguite a favore della stessa.

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

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

Per le annualità 2013, 2014, 2015, 2016 e per il 1° semestre 2017, in assenza di uno specifico accordo fra i soci in merito alla formalizzazione di uno specifico contratto di servizi, A2A non ha proceduto a fatturazioni, sebbene un ampio novero di servizi sia stato effettivamente reso a beneficio di EPCG anche in tali annualità, e A2A ne abbia sostenuto i relativi oneri.

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

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

Sino a tal momento pertanto EPCG aveva registrato unicamente richieste di documentazione alle quali aveva tempestivamente replicato, ed EPCG così come A2A non avevano quindi - sino al 15 aprile 2016 - ritenuto che da tali richieste d'informazioni potessero derivare azioni tali da configurare un rischio se non remoto - personale o patrimoniale - a carico dei propri dipendenti e/o delle società stesse.

4
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Il 15 aprile 2016 l'ex *CFO* italiano nominato da A2A in EPCG, dimessosi da tale incarico solo qualche giorno prima per ragioni del tutto estranee al tema in esame, è stato arrestato dalla Polizia montenegrina su ordine del Procuratore Speciale. Gli atti d'indagine sono tuttora coperti da segreto istruttorio. Sulla base di quanto attualmente noto, l'accusa concerne una ipotesi di abuso d'ufficio nella gestione dei contratti di servizi stipulati dalla stessa EPCG, e riguarda anche altri due *manager* italiani distaccati da A2A in EPCG nel periodo 2010-2012, nonché l'ex condirettore generale pro tempore di A2A, che sottoscrisse i contratti di servizi. In data 6 maggio 2016 l'ex *CFO* è stato liberato dietro versamento di una cauzione e il sequestro del passaporto. In data 7 dicembre 2016 ha potuto riavere il passaporto e fare ritorno in Italia. Tenuto conto del fatto che in Montenegro esiste una legge sulla responsabilità delle persone giuridiche per i reati commessi dai loro *manager* nell'interesse delle stesse, la società ha inoltre monitorato l'eventualità di una estensione delle indagini ad A2A S.p.A.. Al 30 giugno 2017 non risultava che si fosse verificato tale evento, ma nelle settimane successive è emerso da notizie di stampa in Montenegro, e da ultimo con la notifica avvenuta a Podgorica in data 25 luglio 2017, nelle mani del difensore all'uopo nominato da A2A, che le azioni detenute da A2A in EPCG sono state fatte oggetto di un provvedimento cautelare di sequestro. Detto provvedimento cautelare è stato impugnato giudizialmente da A2A S.p.A., ottenendone la completa revoca in data 29 settembre 2017. Dal provvedimento cautelare si è altresì avuta evidenza che il procedimento in questione è stato esteso anche ad A2A in data 3 luglio 2017. Successivamente, a seguito di un accordo di natura civile/commerciale sottoscritto da A2A il 23 ottobre 2017 con EPCG, e dalla delibera assunta da quest'ultima il 17 novembre 2017 di non costituirsi parte lesa nel procedimento penale, non ravvisando la sussistenza di alcun pregiudizio a proprio danno, lo *Special State Prosecutor* ha disposto in data 28 dicembre 2017 il ritiro delle accuse e dunque l'archiviazione del procedimento nei confronti di A2A S.p.A. così come nei confronti di tre funzionari montenegrini originariamente indagati al pari dei *manager* italiani. Si è attualmente in attesa che il procedimento nei confronti delle persone fisiche rimaste indagate passi alla fase dibattimentale, dal momento che la Corte di Podgorica nel giugno 2019 ha convalidato la richiesta di *indictment* (sostanzialmente, rinvio a giudizio) avanzata dallo *Special Prosecutor*.

Sulla base delle valutazioni effettuate, di quanto precede e delle informazioni ad oggi disponibili, A2A ritiene che il rischio di potenziali sanzioni applicabili e/o di azioni risarcitorie o di manleva, possa essere valutato come "remoto". Allo stato degli atti e per gli stessi motivi qui esposti risulta inoltre impossibile quantificare in termini certi l'importo delle stesse azioni risarcitorie o sanzionatorie, dirette o indirette.

Solo in via del tutto approssimativa, e come riferimento di larga massima, è infatti possibile indicare che l'ammontare delle sanzioni contemplate dalla legge montenegrina sulla responsabilità delle persone giuridiche potrebbe teoricamente rivestire - nell'estrema variabilità tratteggiata dall'ordinamento locale con una disciplina di non chiara interpretazione - un ordine di grandezza sensibilmente superiore (da 2 a 100 volte l'importo del presunto danno, secondo quanto statuito nel provvedimento cautelare), ancorché vada adeguatamente considerato che non sussiste una giurisprudenza attendibile in materia, e che il procedimento nei confronti di A2A è stato archiviato.

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

Contenziosi Amministrativi

Vertenze canoni per derivazione acqua pubblica

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

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

A fronte delle richieste di pagamento della Regione per gli anni 2012 e 2013, Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) ha pertanto versato il canone considerando unicamente l'incremento riconducibile al tasso di inflazione programmato rispetto all'anno precedente. Di conseguenza, per le annualità 2012 e 2013, la Regione ha emesso ingiunzioni di pagamento di quanto non versato dalla società; tali ingiunzioni sono state impugunate da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) avanti il Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche ("TRAP") di Milano, proponendo eccezione di incostituzionalità della norma regionale.

Identica condotta è stata adottata da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) per le annualità dei canoni 2014, 2015 e 2016.

Tuttavia, visto il consolidarsi di giurisprudenza sfavorevole e contraria alle tesi di Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) (cfr. sent. TSAP n. 138/2016 e sent. Corte cost. n. 158/2016), si è proceduto all'estinzione ex art. 309 c.p.c. della quasi totalità dei ricorsi instaurati da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e al pagamento di quanto originariamente ingiunto, al fine di evitare l'incremento degli interessi legali e il rischio di condanna a ingenti spese legali, come accaduto ad altri operatori, pur mantenendo intatto il proprio diritto alla ripetizione di quanto risultasse pagato in eccesso. Sulla scorta di ciò, le ordinanze di ingiunzione di pagamento di ottobre 2016 relative alle annualità 2014-2015 non sono state opposte da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.), la quale ha proceduto a pagare, con riserva di ripetizione in caso di esito giudiziale favorevole, il quantum di canone demaniale non ancora versato. L'unico giudizio ("pilota") ancora pendente innanzi al TRAP Milano afferente al canone demaniale 2013 relativo all'Asta Liro è stato da ultimo definito con Sentenza n. 3247 del 19 luglio 2019 con cui il TRAP Milano ha respinto il ricorso di A2A.

Identica questione concerne anche le grandi derivazioni in Lombardia di A2A, la quale sin dal principio, in considerazione di specifiche circostanze ad essa proprie, corrisponde integralmente, ma con riserva di ripetizione, il canone preteso dalla Regione e poi agisce in giudizio per la ripetizione dell'eccedenza. A dicembre 2016 si è peraltro concluso l'unico giudizio pendente per A2A innanzi al TRAP Milano concernente il "raddoppio" del canone demaniale, con la parziale soccombenza di A2A sotto questo profilo.

Inoltre, la D.G.R. della Lombardia n. 5130-2016 ha disposto, attuando il comma 5 dell'art. 53-bis della L.R. 26/2003 introdotto dalla L.R. 19/2010, l'assoggettamento delle concessioni idroelettriche lombarde già giunte a scadenza ad un "canone aggiuntivo" stabilito "provvisoriamente" in € 20/kW di potenza nominale di concessione, fatta salva la richiesta di conguaglio all'esito delle valutazioni in corso da parte degli uffici regionali circa la redditività delle concessioni scadute. Si evidenzia che detto canone aggiuntivo è imposto retroattivamente sin dalla scadenza originaria di ciascuna concessione, e dunque per Grosotto, Lovero e Stazzona sin dal 1° gennaio 2011, per Premadio 1 dal 29 luglio 2013 e per Grosio dal 15 novembre 2016.

A2A, che ha sempre contestato anche in sede giudiziaria la legittimità - in primis costituzionale - del citato comma 5, ha impugnato, al pari di altri operatori, la D.G.R. 5130-2016 innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche, i provvedimenti connessi e conseguenti nonché la D.G.R. 7693-2018 e i provvedimenti conseguenti che hanno ribadito la previsione dell'applicazione di un canone aggiuntivo sino al 2020 e, ove previste, la revoca della esenzione di quota parte del canone demaniale.

Le disposizioni delle Regioni in materia di prosecuzione temporanea delle concessioni scadute o in scadenza potrebbero, a partire dal 2019, trovare legittimazione nelle previsioni introdotte dalla Legge di conversione n. 12/2019 del D.L. n. 135/2018 la cui compatibilità costituzionale è tuttavia controversa.

Per i contenziosi relativi ai canoni di derivazione di acqua pubblica la società ha stanziato alla data odierna fondi rischi per l'importo complessivo di 48 milioni di euro pari all'intera pretesa delle controparti.

2iRG/Unareti - gara servizio distribuzione gas Atem Milano 1 (TAR Milano R.G. 2304/2018)

2iRete Gas S.r.l. ha notificato ricorso contro il provvedimento di aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas disposta dal Comune di Milano a favore di Unareti S.p.A., chiedendo sospensione cautelare di aggiudicazione e formulando istanza istruttoria, preannunciando riserva di notifica di motivi aggiunti in esito alla soddisfazione dell'istanza di accesso agli atti. Dopo la consegna della parte dei documenti di offerta non coperta da omissis, 2i Rete Gas S.r.l. ha notificato motivi aggiunti e ha meglio dettagliato alcuni dei motivi di illegittimità del provvedimento già enunciati nel ricorso iniziale. Ad oggi i vizi dell'aggiudicazione possono essere catalogati sotto tre categorie di argomenti: motivi di esclusione di Unareti S.p.A., motivi di rifacimento della commissione e motivi di ridefinizione della graduatoria. Unareti S.p.A. nei termini ha notificato ricorso incidentale in cui 2i Reti Gas si è costituita argomentando ulteriori criticità del procedimento.

Dopo la Camera di Consiglio del 22 novembre 2018, in cui su richiesta congiunta delle parti il TAR ha rinviato all'udienza di merito successivamente fissata al 21 novembre 2019, la Camera di Consiglio del 7 febbraio 2019, dedicata alla discussione dell'istanza di accesso all'offerta integrale di Unareti S.p.A. formulata da 2i Rete Gas S.r.l., il TAR Milano ha emesso in data 13 febbraio 2019 l'Ordinanza nr. 300 con cui ha concesso in sola visione l'integrale accesso agli atti. La società ha notificato ricorso in appello al Consiglio di Stato con richiesta, accolta, di sospensione cautelare dell'ordinanza (r.g. 1504/2019). A seguito della Camera di Consiglio del 21 maggio 2019, il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 3936

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- Informazioni di carattere generale
- Relazione finanziaria semestrale
- Schemi di bilancio
- Criteri di redazione
- Variazioni di principi contabili internazionali
- Area di consolidamento
- Criteri e procedure di consolidamento
- Stagionalità dell'attività
- Sintesi dei risultati per settore di attività
- Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
- Indebitamento finanziario netto
- Note illustrative alle voci di Conto economico
- Risultato per azione
- Nota sui rapporti con le parti correlate
- Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
- Garanzie ed impegni con terzi
- Altre informazioni

del 12 giugno 2019, ha accolto l'appello di Unareti S.p.A., riformando l'ordinanza del TAR e rigettando quindi l'istanza di accesso formulata nel corso del giudizio di primo grado da 2iRete Gas S.r.l..

Il giudizio prosegue pertanto davanti al TAR Milano, dove risulta fissata l'udienza di merito del 21 novembre 2019.

Il rischio possibile è la modifica del provvedimento di aggiudicazione che potrebbe portare anche a un rifacimento della procedura di gara.

Discarica Grottaglie - Linea Ambiente S.r.l. c/Comuni di Grottaglie, San Marzano e Carosino (Consiglio di Stato R.G. 1505/2019)

In data 28 novembre 2018 il TAR Lecce ha emesso la Sentenza n. 143/2019 (notificata alla società il 28 gennaio 2019) con cui ha accolto il ricorso notificato dai Comuni di Grottaglie, San Marzano e Carosino contro la Provincia di Taranto nonché nei confronti di Linea Ambiente S.r.l. e la Regione Puglia per l'annullamento della Determinazione Dirigenziale n. 45 del 5 aprile 2018, avente ad oggetto l'espressione della compatibilità ambientale (VIA), il rilascio dell'AIA e l'accertamento della compatibilità paesaggistica relativi alla discarica di Grottaglie.

La Società ha sospeso i conferimenti dal 29 gennaio 2019 e ha depositato ricorso presso il Consiglio di Stato per l'annullamento di tale sentenza. Il Consiglio di Stato, con ordinanza cautelare notificata il giorno 1° marzo 2019, ha ritenuto che le esigenze cautelari della società potessero essere adeguatamente tutelate attraverso la sola sollecita fissazione del merito, al 23 maggio 2019.

Con provvedimento notificato in data 22 febbraio 2019, la Provincia di Taranto ha rimesso alla deliberazione del Consiglio dei Ministri il giudizio di compatibilità ambientale con contestuale richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale relativi alla ottimizzazione orografica della discarica di Grottaglie; la presidenza ha iniziato le audizioni delle parti coinvolte.

Con istanza depositata in data 2 maggio 2019, la Società – ritenendo che vi siano fondati motivi affinché il Consiglio dei Ministri possa deliberare favorevolmente in relazione al progetto di ottimizzazione orografica della discarica di Grottaglie da essa presentato – ha richiesto al Consiglio di Stato la cancellazione dal ruolo d'udienza del ricorso, con salvezza di riassunzione, onde consentire lo svolgimento della fase procedimentale avanti la Presidenza del Consiglio dei Ministri avviata con il predetto provvedimento della Provincia di Taranto.

Il Consiglio di Stato, nell'udienza del 23 maggio u.s., ha messo in decisione l'appello e si è in attesa della sentenza.

Acsn Agam Ambiente S.r.l. c/Comune di Varese in merito alla riorganizzazione del servizio di igiene urbana (TAR Milano R.G. 2282/19).

Acsn Agam Ambiente S.r.l. (beneficiaria per effetto delle operazioni straordinarie dell'affidamento del servizio di igiene urbana nel comune di Varese assentito ad Aspem S.p.A. nel 1999 e fino al 31 dicembre 2030) ha proposto ricorso avanti il TAR Milano, integrato con successivi motivi aggiunti, contro i numerosi atti comunali che hanno accertato l'intervenuta cessazione al 31 dicembre 2018 dell'affidamento e che hanno disposto l'indizione della gara per il servizio di igiene urbana nel comune di Varese. Il ricorso è stato discusso in data 20 giugno 2019 e il TAR il 16 luglio 2019 ha depositato Sentenza nr. 1633 che rigetta il quarto motivo di ricorso introdotto da Acsn Agam Ambiente S.r.l. (anticipata scadenza al 31 dicembre 2018) ed afferma la carenza di interesse della società in merito ai motivi di ricorso legati agli atti di gara, dato che il loro eventuale accoglimento non determinerebbe reviviscenza dell'affidamento del servizio cessato al 31 dicembre 2018. La società sta valutando il ricorso al Consiglio di Stato nel termine breve conseguente alla intervenuta notifica da parte del Comune perché la sentenza è un mero accoglimento delle tesi del Comune, che la società non condivide.

Il servizio è gestito dalla società per effetto di una proroga al 30 settembre 2019. Acsn Agam Ambiente S.r.l. ha partecipato alla gara bandita dal Comune per assegnare il servizio, senza acquiescenza, ed è in attesa dell'aggiudicazione definitiva; dalle informazioni pubbliche la società è posizionata al terzo posto in graduatoria.

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

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

Il 19 gennaio 2016 la Guardia di Finanza – Nucleo Polizia Tributaria di Chieti – ha aperto nei confronti della società A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.), per i periodi di imposta 2014 e 2015, una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 25 maggio 2016. La società ha presentato osservazioni al processo verbale di constatazione elevato dai verificatori. Nel mese di dicembre 2016, l'Agenzia delle Entrate di Chieti ha notificato avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP e IVA per gli anni 2011 e 2012. La società ha proposto tempestivo ricorso avverso tutti gli atti notificati. La Commissione Tributaria Provinciale di Chieti ha emesso sentenze sfavorevoli. La società ha proposto appello. La CTR di Chieti ha accolto l'appello per IVA 2011 e 2012 e lo ha rigettato per IRES riferita alle medesime annualità. L'8 maggio 2019 la società ha proposto ricorso per Cassazione per IRES 2011 e 2012. L'appello IRAP 2011 e 2012 non è ancora stato discusso. Nel mese di agosto 2017, l'Agenzia delle Entrate di Chieti, ha notificato anche gli avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP e IVA per gli anni 2013 e 2014, tutti impugnati dalla società. La Commissione Tributaria Provinciale di Chieti ha respinto i ricorsi della società. La società ha proposto appello. È stato iscritto un fondo rischi di 2 milioni di euro.

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

Il 4 aprile 2016 la Direzione Provinciale I di Milano – Ufficio Territoriale di Milano 1 – ha notificato l'invito a comparire per fornire chiarimenti sull'operazione di conferimento di azienda nella società Chi.na.co. S.r.l. e la successiva cessione della partecipazione in essa detenuta oggetto di controllo ai fini dell'imposta di registro. L'invito è stato seguito da un contraddittorio con l'Ufficio e dalla successiva notifica, da parte di quest'ultimo, dell'avviso di liquidazione alla controparte acquirente, che in data 28 settembre 2016, ha proposto ricorso. La Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha respinto il ricorso con sentenza depositata il 7 luglio 2017. La società acquirente il 13 febbraio 2018 ha proposto appello, respinto dalla CTR di Milano. La società acquirente, in data 8 aprile 2019, ha proposto ricorso per Cassazione. Il fondo rischi iscritto per 1,4 milioni di euro è stato interamente utilizzato per il pagamento delle somme richieste con l'avviso di liquidazione.

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

Il 7 marzo 2013 l'Agenzia delle Dogane di Brescia ha iniziato una verifica tecnica sul termovalorizzatore di Brescia di proprietà della società Aprica S.p.A. (ora di proprietà di A2A Ambiente S.p.A.). La verifica si è conclusa il 16 gennaio 2014 con la notifica del processo verbale di constatazione per gli anni dal 2008 al 2011. Per gli anni 2008 e 2009, l'Agenzia delle Dogane, il 7 e il 21 maggio 2014 ha notificato gli avvisi di pagamento e i relativi atti di irrogazione sanzioni. Nel mese di luglio 2014 la società ha presentato ricorso avverso i due procedimenti. Relativamente all'anno 2009, il 10 dicembre 2014, la società ha sottoscritto un atto di conciliazione con l'Agenzia delle Dogane di Brescia per la chiusura definitiva della controversia e conseguente estinzione del giudizio. Per il 2008 il contenzioso di primo grado si è chiuso favorevolmente per la società. In data 24 settembre 2015, l'Ufficio ha proposto appello. La società ha depositato le controdeduzioni in data 17 novembre 2015. Con sentenza del 6 giugno 2016 la Commissione Tributaria Regionale ha accolto parzialmente le ragioni della società. L'Ufficio ha proposto ricorso per Cassazione e la società ha resistito con controricorso e ricorso incidentale notificato il 20 febbraio 2017. Il 5 agosto 2014, l'Agenzia delle Dogane ha notificato i processi verbali di constatazione per gli anni 2012 e 2013. Nel mese di marzo 2016, la società ha definito con l'Agenzia delle Dogane di Brescia gli anni dal 2010 al 2013 con il versamento delle somme dovute sulla base dei medesimi criteri individuati nell'atto di conciliazione per l'anno 2009. Per effetto degli accordi transattivi, il fondo è stato liberato per l'eccedenza e residua un fondo rischi di 0,3 milioni di euro per l'annualità 2008.

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

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

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

4
Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci della Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

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

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

Per l'annualità 2001 l'Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso in Cassazione a fronte del quale AMSA Holding S.p.A. (ora A2A S.p.A.), il 9 novembre 2012, ha proposto controricorso. All'udienza di trattazione del 12 dicembre 2018 la società ha chiesto la sospensione del giudizio per valutare la definizione agevolata della controversia. Il 24 maggio 2019, la società ha presentato domanda di definizione agevolata delle controversie fiscali pendenti chiudendo definitivamente la pretesa tributaria.

Anche per le annualità 2002 e 2003 gli esiti dei contenziosi sono stati favorevoli per la società, ma l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello avverso entrambe le sentenze. Il 30 novembre 2010 è stato discusso l'appello per il 2002 e con sentenza, depositata il 2 febbraio 2011, la Commissione Tributaria Regionale di Milano ha riformato la sentenza dei primi giudici accogliendo l'appello dell'Ufficio per quasi tutte le fattispecie contestate ad esclusione della categoria dei rifiuti pericolosi. La società ha proposto ricorso per Cassazione per l'anno 2002. L'udienza di trattazione si è tenuta il 12 dicembre 2018 e, ad oggi, non risulta depositata alcuna decisione. Per l'anno 2003 il 7 novembre 2011 è stato discusso l'appello proposto dall'Ufficio avanti la Commissione Tributaria Regionale, che lo ha rigettato con sentenza depositata l'11 novembre 2011. L'Ufficio non ha proposto ricorso per Cassazione per le annualità 2003, 2004 e 2005 e le sentenze sono passate in giudicato chiudendo definitivamente il contenzioso.

È stato iscritto un fondo rischi per 1,4 milioni di euro.

* * *

Raccomandazione Consob n. 61493 del 18 luglio 2013

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

Per il primo semestre 2019 gli investimenti inerenti tale settore sono stati marginali e dovuti all'ordinaria manutenzione.

* * *

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.



5

Allegati alle Note
illustrative alla
Relazione finanziaria
semestrale

1 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali

Immobilizzazioni materiali <i>milioni di euro</i>	VALORE RESIDUO AL 31 12 2018	PRIMO CONSOLID. ACQUISIZIONI 2019	VARIAZIONI DEL PERIODO		
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA	
Terreni	116				
Fabbricati	590		3	5	
Impianti e macchinari	3.460	2	62	5	
Attrezzature industriali e commerciali	38		5		
Altri beni	120		7	9	
Discariche	66			1	
Immobilizzazioni in corso ed acconti	85		65	(20)	
Migliorie beni di terzi	91		9		
Attività per diritti d'uso	54				
Totale immobilizzazioni materiali	4.620	2	151	-	

Immobilizzazioni materiali <i>milioni di euro</i>	VALORE RESIDUO AL 31 12 2017	PRIMO CONSOLID. ACQUISIZIONI 2018	VARIAZIONI DEL PERIODO		
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA	
Terreni	113				
Fabbricati	606		2	3	
Impianti e macchinari	3.459	21	50	12	
Attrezzature industriali e commerciali	36		4		
Altri beni	98		5	14	
Discariche	66			3	
Immobilizzazioni in corso ed acconti	95		47	(31)	
Migliorie beni di terzi	83		8	1	
Beni in <i>leasing</i>	50	11			
Totale immobilizzazioni materiali	4.606	32	116	2	

5
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

1. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
materiali

2. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
immateriali

3. Elenco delle
Imprese incluse
nel bilancio
consolidato

4. Elenco delle
partecipazioni in
società valutate
col metodo del
Patrimonio netto

5. Elenco delle
attività finanziarie
disponibili per la
vendita

VARIAZIONI DEL PERIODO							VALORE RESIDUO AL 30 06 2019
RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/ CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
							116
					(16)	(8)	582
10	(1)	(9)	8		(130)	(55)	3.407
					(4)	1	39
(1)		(3)	3		(14)	1	121
4					(2)	3	69
(1)						44	129
					(7)	2	93
121					(13)	108	162
133	(1)	(12)	11	-	(186)	96	4.718

VARIAZIONI DEL PERIODO							VALORE RESIDUO AL 30 06 2018
RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/ CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
						-	113
		(1)	1		(17)	(12)	594
(5)		(4)	3		(132)	(76)	3.404
		(1)	1		(4)	-	36
		(12)	12		(12)	7	105
(2)					(2)	(1)	65
(1)						15	110
1					(5)	5	88
(1)					(3)	(4)	57
(8)	-	(18)	17	-	(175)	(66)	4.572

2 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

Immobilizzazioni immateriali <i>milioni di euro</i>	VALORE RESIDUO AL 31 12 2018	PRIMO CONSOLID. ACQUISIZIONI 2019	VARIAZIONI DEL PERIODO		
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA	
Diritti di brevetto industriale e ut.op.dell'ingegno	24		3	1	
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.502		68	5	
Avviamento	444				
Immobilizzazioni in corso	44		30	(6)	
Altre immobilizzazioni immateriali	288				
Totale immobilizzazioni immateriali	2.302	-	101	-	

Immobilizzazioni immateriali <i>milioni di euro</i>	VALORE RESIDUO AL 31 12 2017	PRIMO CONSOLID. ACQUISIZIONI 2018	VARIAZIONI DEL PERIODO		
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA	
Diritti di brevetto industriale e ut.op.dell'ingegno	19		4	1	
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.130		50	7	
Avviamento	457	9			
Immobilizzazioni in corso	40		17	(10)	
Altre immobilizzazioni immateriali	217	1			
Totale immobilizzazioni immateriali	1.863	10	71	(2)	

5
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

1. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
materiali

2. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
immateriali

3. Elenco delle
Imprese incluse
nel bilancio
consolidato

4. Elenco delle
partecipazioni in
società valutate
col metodo del
Patrimonio netto

5. Elenco delle
attività finanziarie
disponibili per la
vendita

VARIAZIONI DEL PERIODO								VALORE RESIDUO AL 30 06 2019
	RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/ CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
						(7)	(3)	21
	1		(8)	7		(41)	32	1.534
	2						2	446
							24	68
	(14)	2				(11)	(23)	265
	(11)	2	(8)	7	-	(59)	32	2.334

VARIAZIONI DEL PERIODO								VALORE RESIDUO AL 30 06 2018
	RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/ CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
						(6)	(1)	18
	(1)		(5)	3		(26)	28	1.158
							-	466
							7	47
	(86)					(6)	(92)	126
	(87)	-	(5)	3	-	(38)	(58)	1.815

3 - Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)	
Area di consolidamento				
Unareti S.p.A.	Brescia	Euro	965.250	
A2A Illuminazione Pubblica S.r.l.	Brescia	Euro	28.600	
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	150.000	
A2A Smart City S.p.A.	Brescia	Euro	3.448	
A2A Energia S.p.A.	Milano	Euro	3.000	
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	Euro	70.000	
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	Euro	220.000	
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	Euro	100	
A2A Energiefuture S.p.A.	Milano	Euro	50.000	
A2A gencogas S.p.A.	Milano	Euro	450.000	
A2Abroad S.p.A.	Milano	Euro	300	
Retragas S.r.l.	Brescia	Euro	34.495	
Camuna Energia S.r.l.	Cedegolo (BS)	Euro	900	
A2A Alfa S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	100	
Plurigas S.p.A. in liquidazione	Milano	Euro	800	
Proaris S.r.l.	Milano	Euro	1.875	
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700	
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	Euro	8.939	
YADA ENERGIA S.r.l.	Milano	Euro	10	
Consul System S.p.A.	Milano	Euro	2.000	
Unareti Servizi Metrici S.r.l.	Brescia	Euro	100	
LaboRAEE S.r.l.	Milano	Euro	90	
Ecodeco Hellas S.A. in liquidazione	Atene (Grecia)	Euro	60	
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	Euro	13.515	
Sicura S.r.l.	Milano	Euro	1.040	
Sistema Ecodeco UK Ltd	Canvey Island Essex (Regno Unito)	GBP	250	
A.S.R.A.B. S.p.A.	Cavaglià (BI)	Euro	2.582	
Nicosiambiente S.r.l.	Milano	Euro	50	
Bioase S.r.l.	Sondrio	Euro	677	
Aprica S.p.A.	Brescia	Euro	21.000	
Amsa S.p.A.	Milano	Euro	10.000	
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250	
Bergamo Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	10	
LA BI.CO DUE S.r.l. (*)	Lograto (BS)	Euro	96	
A2A Recycling S.r.l.	Novate Milanese (MI)	Euro	5.000	
A2A Integrambiente S.r.l.	Brescia	Euro	10	

5
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali
2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

3. Elenco delle
Imprese incluse
nel bilancio
consolidato

4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese

	% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2019	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	93,63%	100,00%	A2A S.p.A. (87%) Linea Group Holding S.p.A. (13%)	Consolidamento integrale
	93,73%	100,00%	A2A S.p.A. (87,20%) Linea Group Holding S.p.A. (12,80%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	91,60%	91,60%	A2A S.p.A. (87,27%) Unareti S.p.A. (4,33%)	Consolidamento integrale
	81,90%	89,00%	A2A S.p.A. (74,50%) Linea Green S.p.A. (14,50%)	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	74,80%	74,80%	A2A S.p.A. (74,55%) Unareti S.p.A. (0,25%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	75,00%	75,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Unareti S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Amsa S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	68,78%	68,78%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	96,80%	96,80%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	64,00%	64,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (74%) Aprica S.p.A. (1%) Amsa S.p.A. (25%)	Consolidamento integrale

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)	
A2A Security S.c.p.a.	Milano	Euro	50	
LumEnergia S.p.A.	Villa Carcina (BS)	Euro	300	
A2A Energy Solution S.r.l.	Milano	Euro	4.000	
Suncity Energy s.r.l.	Milano	Euro	100	
A2A Rinnovabili S.p.A.	Milano	Euro	50	
HELIOS 1 S.r.l.	Milano	Euro	12	
INTHE 1 S.r.l.	Milano	Euro	10	
INTHE 2 S.r.l.	Milano	Euro	210	
TFV 1 S.r.l.	Milano	Euro	210	
TFV 2 S.r.l.	Milano	Euro	110	
Fair Renew S.r.l.	Milano	Euro	10	
renewA21 S.r.l.	Milano	Euro	20	
renewA22 S.r.l.	Milano	Euro	220	
renewA23 S.r.l.	Milano	Euro	20	
renewA24 S.r.l.	Milano	Euro	20	
renewA25 S.r.l.	Milano	Euro	20	
renewA26 S.r.l.	Milano	Euro	20	
renewA27 S.r.l.	Milano	Euro	20	
renewA28 S.r.l.	Milano	Euro	20	
Bellariva Enertel 01 S.r.l.	Milano	Euro	10	
Bellariva Enertel 06 S.r.l.	Milano	Euro	10	
Bellariva Enertel 07 S.r.l.	Milano	Euro	10	
Bellariva Enertel 10 S.r.l.	Milano	Euro	10	
Energy Infrastructure Group S.r.l.	Milano	Euro	100	
Ts energy Italy S.p.A.	Milano	Euro	110	
Trovosix S.r.l.	Milano	Euro	20	
Sun Flower S.r.l.	Milano	Euro	10	
Solar Sicily S.r.l. unipersonale	Milano	Euro	10	
Onice S.r.l.	Milano	Euro	10	
Des Energia Dieci S.r.l.	Milano	Euro	10	
Des Energia Dodici S.r.l.	Milano	Euro	10	
Des Energia Tredici S.r.l.	Milano	Euro	10	
Des Energia Quattordici S.r.l.	Milano	Euro	10	
CS Solar2 S.r.l.	Milano	Euro	15	
I.Fotoguiglia S.r.l.	Milano	Euro	14	
Free Energy S.r.l.	Milano	Euro	10	
Linea Group Holding S.p.A.	Cremona	Euro	189.494	
Linea Gestioni S.r.l.	Crema (CR)	Euro	6.000	
LD Reti S.r.l.	Lodi	Euro	32.976	
Linea Green S.p.A.	Cremona	Euro	48.000	
Linea Ambiente S.r.l.	Rovato (BS)	Euro	19.000	
Lomellina Energia S.r.l.	Parona (PV)	Euro	160	

	% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2019	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A. (47,60%) Unareti S.p.A. (19,10%) A2A Ciclo Idrico S.p.A. (10,90%) Amsa S.p.A. (9,50%) A2A gencogas S.p.A. (4,10%) A2A Ambiente S.p.A. (4,10%) A2A Calore & Servizi S.r.l. (2,70%) A2A Energiefuture S.p.A. (2%)	Consolidamento integrale
	94,42%	94,42%	A2A Energia S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	60,00%	60,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Ts energy Italy S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Energy Infrastructure Group S.r.l.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Energy Infrastructure Group S.r.l.	Consolidamento integrale
	51,00%	51,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	95,60%	93,35%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	Linea Ambiente S.r.l.	Consolidamento integrale

5
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

1. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
materiali

2. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
immateriali

3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto

5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)	
ACSM-AGAM S.p.A.	Monza	Euro	197.344	
Acsm - Agam reti Gas Acqua S.p.A.	Monza	Euro	57.000	
ComoCalor S.p.A.	Como	Euro	3.516	
Lario Reti Gas S.r.l.	Lecco	Euro	5.500	
Enerxenia S.p.A.	Como	Euro	6.769	
Serenissima Gas S.p.A.	Como	Euro	9.230	
Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.	Sondrio	Euro	2.000	
Acel Energie S.r.l.	Lecco	Euro	6.000	
Acsm Agam Ambiente S.r.l.	Varese	Euro	4.500	
Varese Risorse S.p.A.	Monza	Euro	6.000	
AEVV Impianti S.r.l.	Monza	Euro	800	
AEVV Farmacie S.r.l.	Sondrio	Euro	100	
Partecipazioni destinate alla vendita				
Elektroprivreda Cnre Gore AD Nikšić (EPCG)	Nikšić (Montenegro)	Euro	855.000	

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

	% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2019	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
	41,34%	41,34%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	51,00%	51,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	99,26%	99,62%	ACSM-AGAM S.p.A. (97,97%) Serenissima Gas S.p.A. (1,65%)	Consolidamento integrale
	79,37%	78,44%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
	11,90%	11,90%	A2A S.p.A.	Patrimonio netto

5	Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
1.	Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali
2.	Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali
3.	Elenco delle imprese incluse nel bilancio consolidato
4.	Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
5.	Elenco delle partecipazioni in altre imprese

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

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)	
Partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto				
PremiumGas S.p.A. in liquidazione	Bergamo	Euro	120	
Ergosud S.p.A.	Roma	Euro	81.448	
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	600	
Metamer S.r.l.	San Salvo (CH)	Euro	650	
SET S.p.A.	Toscolano Maderno (BS)	Euro	104	
Ge.S.I. S.r.l.	Brescia	Euro	1.000	
Serio Energia S.r.l.	Concordia sulla Secchia (MO)	Euro	1.000	
Visano Soc. Trattamento Reflui S.c.a.r.l.	Brescia	Euro	25	
Sviluppo Turistico Lago d’Iseo S.p.A.	Iseo (BS)	Euro	1.616	
Futura S.r.l.	Milano	Euro	2.500	
COSMO Società Consortile a Responsabilità Limitata	Brescia	Euro	100	
Crit S.c.a.r.l.	Cremona	Euro	310	
Suncity Group S.r.l.	Pescara	Euro	14	
ES Energy S.r.l.	Jesi (AN)	Euro	10	
MSD Service S.r.l.	Acerra (NA)	Euro	10	
G.Eco S.r.l.	Treviglio (BG)	Euro	500	
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	Euro	10	
Tecnoacque Cusio S.p.A.	Omegna (VB)	Euro	206	
ASM Codogno S.r.l.	Codogno (LO)	Euro	1.898	
Gelsia Ambiente S.r.l.	Desio (MB)	Euro	4.671	
758 AM S.r.l.	Milano	Euro	20	
Como Energia S.c.a.r.l. in liquidazione	Como	Euro	20	
SO.E.RA Energy Calor	Como	Euro	20	
Prealpi Servizi S.r.l.	Varese	Euro	5.451	
Partecipazioni destinate alla vendita				
Energy Trade S.p.A.	Bologna	Euro	2.000	
Totale partecipazioni				

	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	VALORE DI CARICO AL 30 06 2019 (MIGLIAIA)	CRITERIO DI VALUTAZIONE
	50,00%	A2A Alfa S.r.l.	-	Patrimonio netto
	50,00%	A2A gencogas S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	A2A S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	A2A Energia S.p.A.	1.967	Patrimonio netto
	49,00%	A2A S.p.A.	788	Patrimonio netto
	47,00%	A2A S.p.A.	2.425	Patrimonio netto
	40,00%	A2A S.p.A.	746	Patrimonio netto
	40,00%	A2A S.p.A.	10	Patrimonio netto
	24,29%	A2A S.p.A.	735	Patrimonio netto
	20,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	2.285	Patrimonio netto
	52,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	104	Patrimonio netto
	32,90%	A2A Smart City S.p.A.	104	Patrimonio netto
	26,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	5.512	Patrimonio netto
	50,00%	Suncity Energy S.r.l.	5	Patrimonio netto
	40,00%	Suncity Energy S.r.l.	4	Patrimonio netto
	40,00%	Aprica S.p.A.	2.673	Patrimonio netto
	50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	21	Patrimonio netto
	25,00%	A2A Ambiente S.p.A.	238	Patrimonio netto
	49,00%	Linea Gestioni S.r.l.	1.899	Patrimonio netto
	30,00%	A2A Integrambiente S.r.l.	2.841	Patrimonio netto
	20,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	109	Patrimonio netto
	70,00%	ACSM - AGAM S.p.A.	11	Patrimonio netto
	50,00%	ACSM - AGAM S.p.A.	11	Patrimonio netto
	12,47%	ACSM - AGAM S.p.A.	-	Patrimonio netto
	21,29%	ACSM - AGAM S.p.A.	495	Patrimonio netto
			22.983	

5
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- 1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali
- 2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali
- 3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato
- 4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
- 5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese



5 - Elenco delle partecipazioni in altre imprese

Denominazione	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	VALORE DI CARICO AL 30 06 2019 (MIGLIAIA)
Immobiliare-Fiera di Brescia S.p.A.	1,21%	A2A S.p.A.	
AQM S.r.l.	7,80%	A2A S.p.A. (7,52%) LumEnergia S.p.A. (0,28%)	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo dell'Oglio e del Serio s.c.	n.s.	A2A S.p.A.	
Brescia Mobilità S.p.A.	0,25%	A2A S.p.A.	
Consorzio Italiano Compostatori	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
L.E.A.P. S.c.a.r.l.	8,57%	A2A S.p.A.	
Consorzio Milano Sistema in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Consorzio Polieco	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Gugliesoni Ambiente S.c.a.r.l.	1,01%	A2A Ambiente S.p.A.	
Isfor 2000 S.c.p.a.	5,13%	A2A S.p.A. (4,94%) Linea Gestioni S.r.l. (0,19%)	
S.I.T. S.p.A.	0,26%	Aprica S.p.A.	
Stradivaria S.p.A.	n.s.	A2A S.p.A.	
Tirreno Ambiente S.p.A. in liquidazione	3,00%	A2A Ambiente S.p.A.	
IBF Servizi S.p.A.	14,00%	A2A Smart City S.p.A.	
DI.T.N.E. S.c.a.r.l.	1,82%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
COMIECO	7,50%	A2A Recycling S.r.l. (4,61%) A2A Ambiente S.p.A. (2,89%)	
CONAPI S.c.a.r.l.	18,18%	A2A Recycling S.r.l.	
Blugas Infrastrutture S.r.l.	27,51%	Linea Group Holding S.p.A.	
Casalasca Servizi S.p.A.	13,88%	Linea Gestioni S.r.l.	
SABB S.p.A.	4,47%	Linea Gestioni S.r.l.	
Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione	14,92%	Linea Group Holding S.p.A.	
Cassa Padana S.c.a.r.l.	n.s.	A2A Smart City S.p.A.	
Confidi Toscana S.c.a.r.l.	n.s.	Linea Ambiente S.r.l.	
Credito Valtellinese	n.s.	Linea Ambiente S.r.l.	
Idroenergia S.c.a.r.l.	n.s.	Lomellina Energia S.r.l.	
MORINA S.r.l.	5,00%	Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	
Comodepur S.c.p.a.	9,81%	ACSM - AGAM S.p.A.	
T.C.V.V.V. S.p.A.	0,25%	ACSM - AGAM S.p.A.	
Società Cooperativa Polo dell'Innovazione della Valtellina	n.s.	ACSM - AGAM S.p.A. A2A S.p.A.	
Totale partecipazioni in altre imprese			7.413

5
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

- 1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali
- 2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali
- 3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato
- 4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto

5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese





6

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

In relazione all'“Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A” di seguito si riportano le principali variazioni intervenute nel primo semestre 2019, restando valido quanto già pubblicato nel Bilancio al 31 dicembre 2018.

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

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 *sand-boxes* regolatorie sul modello anglo sassone;
- garantire segnali di lungo periodo, stabilità e certezza delle regole: in un contesto di profondo mutamento è difficile individuare gli scenari sui quali effettuare analisi costi/benefici, mentre le scelte di investimento (tipicamente *capital intensive*) richiedono un quadro di certezza. La regolazione dovrà essere flessibile per cogliere le opportunità tecnologiche (digitalizzazione, sviluppo *storage*, *sector coupling*, etc) 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 Integrato Dispacciamento Elettrico - TIDE e la revisione della disciplina degli sbilanciamenti, non-

ché 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 del 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.

6 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*

Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il vigente meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva è il cd. *capacity payment* definito nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio amministrato volto a garantire l'adequazione del sistema elettrico nei giorni critici individuati da Terna quando la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Il meccanismo è operativo dal 2004 per effetto della Delibera 48/04 la quale prevede che l'Autorità determini ex ante uno specifico gettito (circa 200 milioni di euro/anno) raccolto tramite le bollette elettriche e corrisposto sottoforma 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 Delibere 30/2019/R/eel e 206/2019/R/eel l'Autorità ha disposto il pagamento delle partite relative al *capacity payment* di competenza 2018 (CAP1 e S) entro, rispettivamente, il 28 febbraio 2019 e il 30 giugno 2019. Tali partite ammontano a circa 29,8 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 (importo per il Gruppo A2A stimato pari a 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: si tratta, tecnicamente, di 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 aggiudicata sui mercati dell'energia (MGP) e dei servizi (MSD), restituendo alla controparte Terna la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo *strike* (in €/MWh).

La Delibera 95/2015/I/eel aveva disposto un periodo di prima attuazione con contratti di capacità annuali ed una fase a regime (o di piena attuazione) con contratti di durata triennale per gli impianti esistenti e di 15 anni per gli impianti nuovi.

Dopo lunghe interlocuzioni informali con le istituzioni europee, il MiSE ha notificato il 23 agosto 2017 il meccanismo di *capacity market* italiano alla DG *Competition* che lo ha approvato in data 7 febbraio 2018 per 10 anni, fino al 31 dicembre 2028, avendolo ritenuto compatibile con le Linee Guida europee in materia di aiuti di stato. Contestualmente la DG *Competition* ha approvato un analogo meccanismo per la Polonia, la riserva strategica per Belgio e Germania, il regime di interrompibilità per la Grecia e il meccanismo di gestione della domanda francese.

Nel mese di marzo 2018 Terna ha posto in consultazione la disciplina con alcune novità tra cui:

- l'introduzione della "capacità in rifacimento" e di una soglia minima di investimento pari a 209.000 €/MW per ottenere la qualifica di "capacità in ripotenziamento" e di "capacità nuova" e, quindi, accedere ai contratti di durata quindicennale;
- la durata dei contratti annuale per gli impianti esistenti anche nella fase a regime;
- la partecipazione di tutte le unità di produzione, senza distinzione di tecnologia, anche di quelle incentivate che però rinuncino all'incentivo del GSE durante il periodo di consegna; delle unità di consumo; della capacità estera.

Con Delibera 261/2018/R/eel l'Autorità ha modificato ed integrato la precedente Delibera ARG/elt 98/11 per adattare il disegno del mercato alla disciplina come approvata dalla UE.

Nel mese di maggio 2019 il Parlamento e il Consiglio UE hanno adottato ufficialmente il Regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia con entrata in vigore il 4 luglio 2019: il Regolamento, tra le altre misure, definisce le regole e i principi che i meccanismi di capacità implementati negli Stati membri dovranno rispettare, garantendo, tuttavia, una salvaguardia per i contratti di capacità chiusi entro il 31 dicembre 2019.

Nel frattempo il Governo italiano ha inviato il 21 marzo una nuova notifica formale della disciplina alla Commissione escludendo fin da subito dalla partecipazione al *capacity market* gli impianti con indici emissivi particolarmente elevati (carbone e olio), anticipando l'applicazione in tal senso prevista nel

Regolamento UE. In data 14 giugno la DG *Competition* ha formalmente accordato il via libera al meccanismo di *capacity market* italiano così come nuovamente rinotificato.

Il DM MiSE 28 giugno 2019 approva la disciplina di Terna (su parere positivo di ARERA rilasciato con Delibera 281/2019/R/eel):

1. si conferma lo svolgimento delle procedure concorsuali nel 2019 per consegne 2022 e 2023;
2. alle aste può partecipare la capacità esistente, nuova, in rifacimento o ripotenziamento. La capacità nuova, che non ha ottenuto titolo autorizzativo ma per la quale è stata avviata la relativa procedura alla data di qualifica, potrà 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. è esclusa dalla partecipazione la capacità che supera contemporaneamente entrambi i seguenti limiti emissivi (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);
4. durante il periodo di consegna il premio dell'asta non è cumulabile con alcune incentivazioni erogate dal GSE (tariffe, Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto) mentre sono cumulabili i CB e il Conto Termico;
5. viene confermato il valore obiettivo (pari a 3 h/anno) dell'indicatore LOLE (*loss of load expectation*) che esprime il livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano. Viene indicato 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.

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 nei periodi di 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 massimo di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (di cui alla Delibera 111/06).

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

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 10,7 milioni di euro. I crediti ancora da incassare e relativi all'essenzialità degli anni 2017 e 2018 risultano complessivamente pari a circa 46 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.

6
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

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 dinnanzi 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.

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

- A2A Energia S.p.A., A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) a cui è stata notificata la Delibera 342/2016/E/eel;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016/E/eel.

Tali procedimenti si sono conclusi:

- nell'archiviazione per A2A Energia S.p.A. non sussistendo i presupposti né per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- nell'adozione di un provvedimento prescrittivo nei confronti di Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) che comporta la restituzione a Terna di circa 3,9 milioni di euro;
- nell'archiviazione per A2A Energiefuture S.p.A. a seguito dell'assoggettamento dell'impianto di San Filippo del Mela al regime di essenzialità con impegno a contenere i costi, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel.

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 con irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di circa 1,5 milioni di euro (Delibera 164/2018/S/eel).

Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ha proposto ricorsi in sede giudiziaria sia verso il provvedimento prescrittivo che verso 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.

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, tramite asta competitiva del tipo *pay as bid*, 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 dispacciamento.

Di seguito le principali caratteristiche dell'asta:

- contingente pari a 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;
- selezione delle offerte con *bid* non superiore 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 in caso di indisponibilità accidentale oltre la soglia sono previste penali, che possono arrivare, per ogni anno solare, fino al 120% (tetto massimo applicabile) della remunerazione oggetto del contratto 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 i regimi incentivanti per la produzione elettrica alimentata da fonte rinnovabile al fine del conseguimento degli obiettivi europei al 2020, poi attuati con i Decreti Ministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 relativi agli impianti da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

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

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

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

6
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

- 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 pari a 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.

Al 30 giugno 2019 gli incentivi erogati dal GSE al Gruppo A2A per gli impianti incentivati sono stimati attorno a 36 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE milioni di euro	
Feed-in tariff (impianti idro)	21,142
Tariffa omnicomprensiva (impianti FV)	2,488
Conto energia (impianti FV)	12,302

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche (c.d. Decreto FER1), in particolare per la produzione da fotovoltaico, eolico, idroelettrico e gas di depurazione. Il DM, che verrà emanato dal MiSE di concerto con il MATTM a valle del passaggio presso la Corte dei Conti, costituirà il quadro per incentivare il raggiungimento degli obiettivi nazionali nel settore delle rinnovabili al 2030.

Verifiche GSE: impianti fotovoltaici di Helios 1 S.r.l.

Gli impianti fotovoltaici n. 532249 (Zollino 2) e n. 532101 (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 ed osservazioni 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.

Ad oggi la società non sta percependo incentivi per i 2 impianti in attesa della conclusione del procedimento ma non ha restituito ancora alcun importo sul passato al GSE.

Si segnala in ogni caso la presenza della norma contenuta nella Legge 96/2017 che prevede, nel caso di moduli aventi certificazioni irregolari o mancanti, una penalizzazione per gli operatori nella misura massima del 20% sulla tariffa incentivante.

L'impatto economico complessivo per i 2 impianti è, dall'entrata in esercizio nel 2011 e fino al 30 giugno 2019 con la decurtazione del solo 20%, pari a 1,25 milioni di euro. Partite pregresse verranno richieste ai precedenti proprietari. L'impatto per il futuro della convenzione Conto Energia è stimabile in 1,9 milioni di euro.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

In sede di conversione in legge (Legge n. 12/2019) con modificazioni del DL 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.

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 il fatto che il Governo italiano avrebbe:

- operato continue proroghe delle concessioni scadute, omettendo di indire procedure di selezione trasparenti e imparziali per l'assegnazione;

¹ Sempre il 7 marzo 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".

- 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.

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⁽²⁾ 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 canone ed ha continuato a ritenere in vigore il beneficio dell’esenzione parziale, avendo impugnato tutte le delibere regionali al Tribunale Superiore Acque Pubbliche⁽³⁾ in forza del citato comma 8bis dell’art. 12 del D.Lgs. 79/1999, che prevedeva la prosecuzione a condizioni invariate (trattasi di oltre 29 milioni di euro pretesi dalla Regione per il periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2019⁽⁴⁾, 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 invece 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). Con la Delibera 201/2019/R/gas, ha, altresì, 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 necessari sul mercato organizzato del gas naturale; 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 dell’*Emission Trading System* (ETS), riconoscendo alle imprese di trasporto un quantitativo di titoli ETS determinato su logiche standard e neutralizzando il 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 dei costi *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

² 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.

³ Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo “Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso”.

⁴ Con riferimento al 2019, l’accantonamento include l’importo calcolato per l’intera annualità.

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" (unico corrispettivo che comprende 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 continuano ad essere effettuati sia ai punti di uscita sia ai punti di riconsegna e per il periodo transitorio 1° gennaio – 30 settembre 2020 vengono applicati i corrispettivi pro-forma CP_u^N (applicato ai conferimenti ai punti di uscita di interconnessione tra rete nazionale e rete regionale) e CP_u^R (applicato ai conferimenti 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 specifica 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 ϕ 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 determina e pubblica i corrispettivi tariffari di trasporto e misura validi per l'anno successivo.

In sintesi gli impatti attesi delle previsioni tariffarie per il V periodo regolatorio:

- aumento generale dei corrispettivi rispetto al 2019. I costi di *entry* risultano i più penalizzati: si registra un riassorbimento in parte delle differenze tariffarie tra Nord e Sud. In aumento evidente anche i costi di *entry* dai terminali. L'aumento è imputabile sia alla nuova metodologia adottata sia all'aumento dei ricavi riconosciuti;
- 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

Numerosi sono stati negli anni gli interventi di ARERA volti 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 o venditori e clienti finali).

Il disegno prevede due sessioni di *settlement*: sessione di bilanciamento (a livello mensile) e sessione di aggiustamento (successiva ed in concomitanza al consolidarsi dei dati di misura).

6 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

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas ARERA ha approvato la nuova disciplina del *settlement gas* 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);
- introduce una semplificazione delle procedure per la determinazione delle partite economiche e di bilanciamento;
- introduce 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 RdB;
- semplifica le procedure per la determinazione delle partite fisiche;
- 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;
- trasferisce al Servizio Informativo Integrato gestito da Acquirente Unico S.p.A. le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Inoltre, 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* che, in sintesi, consiste:

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

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 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, in data 21 marzo 2019, la Confederazione generale dell'artigianato e delle imprese (Confartigianato) ha presentato ricorso nei confronti della Delibera 32/2019/R/gas con richiesta di sospensiva, richiesta non accolta dal TAR Lombardia che ha fissato a novembre l'udienza di merito.

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 totale 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 opportuna istanza di rimborso all'Agenzia delle Entrate. Solo nel maggio 2019, a fronte dei continui solleciti della società, 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 520.000 euro, al fine di tener conto degli interessi legali dovuti in ragione del ritardato pagamento della sanzione.

Ad oggi la pratica è alla firma del Ministro per lo Sviluppo Economico ai fini del versamento da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, presso il quale sono detenuti i fondi.

6
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

Business Unit Mercato

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

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza (Legge 4 agosto 2017, n. 124, o Legge Concorrenza 2017) reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, 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° luglio 2020 ai sensi della Legge 108/2018);
- disposizioni in tema di condizioni contrattuali obbligatorie e di confrontabilità delle offerte;
- la promozione dei gruppi di acquisto;
- la costituzione di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica;
- la ridefinizione dei meccanismi a sostegno dei cittadini in tema di *fuel poverty*;
- disposizioni finalizzate a contrastare il fenomeno delle cosiddette maxi-bollette;
- l'accesso da parte delle *utilities* alle banche dati contenenti informazioni sul credito e sull'identità dei clienti.

L'Autorità 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.

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 che accresce la consapevolezza dei consumatori rendendo disponibili i dati di consumo storici, elettrici e gas, in modo chiaro e fruibile. In questa prima fase il cliente potrà da subito visualizzare i dati passati di consumo, 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.

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

Con riferimento agli ulteriori meccanismi di compensazione dei costi sulla maggior tutela elettrica si segnala che:

- ad 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;
- a 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.

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 alla presunta applicazione di specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture in formato cartaceo.

In data 14 dicembre 2018 la società ha tempestivamente presentato una proposta di impegni, ai sensi dell'art. 45 del D.Lgs. 93/11 e dell'art. 16 dell'Allegato A alla Deliberazione 243/2012/E/com, tuttora in fase di valutazione.

6	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

Business Unit Ambiente

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

Nel corso del 2018, con riferimento al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, l'Autorità ha adottato diversi avvisi di procedimento al fine di svolgere le funzioni di regolazione e controllo assegnate dalla Legge di Bilancio 2018 nonché di raccogliere informazioni sul settore.

Le delibere prevedono la convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, così come la pubblicazione di documenti di ricognizione e, stante la *governance* complessa del settore, sono state trasmesse al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

Avvisi di procedimento dell'Autorità

Trattazione di reclami e controversie con gli utenti

Con Delibera 82/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'individuazione delle prime attività relative alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione di reclami e controversie degli utenti finali, finalizzato ad estendere anche al settore dei rifiuti il sistema di tutele già in essere per i settori energetici regolati e idrico (TICO - Delibera 209/2016) che prevede un apposito Servizio Conciliazione con l'avvalimento di Acquirente Unico (Sportello Consumatori). La chiusura del procedimento è prevista per il 31 dicembre 2019.

Regolazione tariffaria

Con Delibera 225/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione tariffaria in materia di ciclo integrato dei rifiuti, con particolare riferimento alla:

- a) definizione del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione (anche in caso di TARI);
- b) fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- c) modalità di approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo d'ambito, o dall'autorità competente a ciò preposta, per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- d) verifica della corretta redazione dei piani d'ambito.

Con un comunicato del 10 maggio 2018, ARERA ha in ogni caso stabilito che, per garantire un quadro di regole certe e chiare al settore, sino all'adozione dei provvedimenti tariffari continuano ad applicarsi transitoriamente i criteri e le modalità operative disposti dalla disciplina previgente alla Legge n. 205/17 in merito alla definizione e all'approvazione delle tariffe da applicare.

Regolazione della qualità

Con Delibera 226/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione della qualità del servizio nel ciclo integrato dei rifiuti, focalizzati alla:

- a) definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori, le associazioni dei consumatori e
- b) diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza.

Anagrafica e monitoraggio

Con Delibera 715/2018 è stato avviato il procedimento per la realizzazione di un'apposita anagrafica di settore e per la definizione di una modulistica da utilizzare per il monitoraggio delle tariffe del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati relativamente agli anni 2018-2019. Si attende un'apposita consultazione e la pubblicazione del provvedimento finale entro il 2019.

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

La Delibera 714/2018 dispone una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di smaltimento 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 definizione della 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.

DCO 713/2018/R/rif recante “Criteri per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione”

Il DCO 713/2018 presenta i primi orientamenti dell'Autorità per la regolazione tariffaria dei singoli servizi che caratterizzano il servizio integrato di gestione dei rifiuti (la fase di raccolta e trasporto, e quella di smaltimento e trattamento).

Nel 2019 saranno pubblicati ulteriori DCO più di dettaglio che delinearanno i meccanismi di approvazione ed articolazione delle tariffe all'utenza e i criteri per la definizione delle condizioni di accesso agli impianti di recupero e smaltimento.

ARERA prevede l'avvio della regolazione a partire dal 2020 (sulla base dei costi effettivi 2018) articolato in un primo semi-periodo (2020-21) in cui verranno introdotti i nuovi meccanismi di definizione e verifica delle tariffe, nonché i primi criteri di *unbundling* contabile delle attività gestite, e in un secondo semi-periodo (2022-23) focalizzato su efficientamento dei costi e del servizio, oltre a possibili misure volte a favorire l'aggregazione dei gestori della raccolta e del trasporto.

Per il biennio «transitorio» (2018-2019) è prevista un'attività di monitoraggio in cui l'Autorità potrebbe effettuare valutazioni in merito alla corretta applicazione del principio di efficienza dei costi sostenuti.

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, in maniera innovativa e, quindi, non riferendosi, a tal fine, a criteri 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.

Infatti, secondo il CdS, le condizioni per autorizzare il processo di recupero devono essere definite esclusivamente a livello comunitario o statale ma il MATTM non ha adottato i provvedimenti idonei a superare la predetta situazione di stallo, nonostante la nuova Direttiva 851/2018 del Pacchetto UE sull'Economia Circolare (che sarà recepita entro luglio 2020) riabiliti il «caso per caso».

Per superare questa *empasse*, 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 – seppure avrebbe voluto garantire l'uniforme applicazione dei criteri EoW sul territorio nazionale – 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 di recupero attivati nel periodo intercorrente tra la pubblicazione dei suddetti Decreti ed oggi. Si evidenzia che, con tale modifica, le possibilità non previste dalla normativa semplificata (DM 5 febbraio 1998) non potranno essere autorizzate. Inoltre, con il nuovo disposto, viene meno il riferimento che permetteva alle autorità competenti di utilizzare il meccanismo “caso per caso” in occasione di nuove autorizzazioni (art. 9-bis D.L. 172/2008).

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.

La nuova normativa non sembra risolvere la situazione creatasi a seguito della Sentenza del CdS, con riferimento ad una parte rilevante delle filiere potenzialmente oggetto di processi di recupero ed in particolare al settore del biometano, per il quale al momento non sono pubblicati i riferimenti per l'individuazione dei criteri per la cessazione della qualifica di rifiuto.

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.

6
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
Esteros

Gare per l'assegnazione dei servizi di trattamento e smaltimento rifiuti - Avvio Istruttoria 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

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 (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 nonché il trasporto di tali materiali agli impianti di trattamento.

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

AGCM evidenzia di non escludere che *"il successo di un'eventuale concertazione (...) abbia richiesto il coinvolgimento di due tra i principali gruppi italiani attivi nel settore (A2A ed Hera), i quali avrebbero potuto presentare offerte alle gare bandite da AMA e gestire i relativi servizi"*.

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

Il Procedimento dovrebbe concludersi entro la fine del 2019.

Regolamento CEE/UE 19 dicembre 2018, n. 2026 – Regolamento (UE) 2018/2026 della Commissione, del 19 dicembre 2018, che modifica l'allegato IV del Regolamento (CE) n. 1221/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e *audit* (EMAS)

Il Regolamento aggiorna l'Allegato IV sulla Comunicazione Ambientale, ovvero sui contenuti della Dichiarazione Ambientale che le Organizzazioni registrate devono redigere. La norma prevede un transitorio per permettere alle Organizzazioni di adeguarsi alle novità: se la convalida della dichiarazione ambientale o della dichiarazione ambientale aggiornata dovrà essere effettuata tra il 9 gennaio 2019 e il 9 gennaio 2020, in tale occasione la dichiarazione può, di concerto con il verificatore ambientale, essere convalidata senza tener conto delle modifiche apportate all'Allegato IV del Regolamento EMAS.

Legge 11 febbraio 2019, n.12 – Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione

Con tale decreto, a decorrere dal 13 febbraio 2019, è istituito il Registro elettronico nazionale per la tracciabilità dei rifiuti, gestito direttamente dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, cui sono tenuti ad iscriversi gli enti e le imprese che effettuano attività di gestione rifiuti. Il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con proprio decreto, dovrà definire le modalità di organizzazione e funzionamento del Registro elettronico nazionale, le modalità di iscrizione dei soggetti obbligati e di coloro che intendano volontariamente aderirvi.

Decisione CEE/CEEA/CECA 7 giugno 2019, n. 1004 – Decisione di esecuzione (UE) 2019/1004 della Commissione, del 7 giugno 2019, che stabilisce le regole per il calcolo, la verifica e la comunicazione dei dati sui rifiuti a norma della direttiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio e che abroga la Decisione di esecuzione C(2012) 2384 della Commissione

La Commissione europea ha definito le regole per il calcolo, la verifica e la comunicazione dei dati sul conseguimento degli obiettivi di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti urbani previsti dalla Direttiva 2018/851/UE. La disciplina prevede, di norma, che vengano computati i rifiuti all'atto della immissione nell'operazione di riciclaggio, ma gli Stati membri possono decidere di misurare i rifiuti in uscita dopo qualsiasi operazione di cernita, a condizione che dal computo totale vengano comunque detratti gli scarti delle operazioni precedenti il riciclaggio e che i rifiuti in uscita dalla cernita vengano effettivamente riciclati. Regole specifiche sono previste per i rifiuti urbani organici differenziati e i metalli riciclati separati dopo l'incenerimento dei rifiuti urbani.

Delibera Giunta Regione Lombardia 17 giugno 2019, n. XI/1777 – Revisione della D.G.R. 1° luglio 2014, n. X/2031 relativamente ai fanghi ammissibili all'utilizzo in Agricoltura

Con tale atto viene revisionata la D.g.r. X/2031 del 2014 relativamente ai fanghi ritirabili per l'utilizzo in agricoltura e, in particolare, vengono ridotte le tipologie di rifiuti ammissibili all'utilizzo in agricoltura. A partire dal 21 giugno 2020 non potranno più essere ritirati i seguenti codici CER: 04.02.20; 07.01.12; 07.03.12; 07.06.12; 07.07.12; 10.01.21; 19.11.06. Sempre da tale data, le Autorità competenti avranno il compito di adeguare i singoli provvedimenti autorizzativi alle disposizioni approvate con il presente atto alla prima occasione utile (rinnovo, riesame avente valenza di rinnovo, riesame, modifica sostanziale, variante sostanziale).

6	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

Business Unit Reti e Calore

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale definitive 2018 e provvisorie 2019

La Delibera 98/2019/R/gas approva le tariffe di riferimento definitive 2018 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a consuntivo 2017, al netto di dismissioni e contributi relativi allo stesso anno), mentre con Delibera 128/2019/R/gas sono state approvate quelle provvisorie 2019 (sulla base, tra le altre cose, degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

Nelle tariffe 2018 e 2019 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 – attualmente in corso di definizione – che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori. Allo stesso modo, come stabilito dalla Delibera 904/2017/R/gas, sia per le tariffe 2018 che 2019 continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi operativi e di capitale relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici.

Le tariffe 2019 sono definite con un WACC pari al 6,3% per l'attività di distribuzione e pari al 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 milioni di euro	Unareti	ASVT	LD Reti	Gruppo ACSM-AGAM ^(*)	Totale
Cap. Centralizzato	49	1	11	13	73
RAB Distribuzione	810	11	161	181	1.164
RAB Misura	136	1	23	24	183
Totale	995	13	195	217	1.420

(*) include le società ACSM-AGAM Reti Gas-Acqua S.p.A., Lario Reti Gas S.r.l., Serenissima Gas S.p.A., Aspem S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.

Infine, le Delibere 859/2017/R/gas e 711/2018/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti finali per i servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2018 e il 2019.

Nuovi provvedimenti in materia di tariffe e qualità relativi al servizio di distribuzione e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2026)

Il DCO 170/2019/R/gas contiene le principali linee di intervento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel V periodo regolatorio. Nel seguito le principali novità:

- costi operativi riconosciuti: probabile aumento X-Factor (specie per l'attività di misura). L'Autorità, inoltre, propone l'eliminazione progressiva dell'attuale differenziazione per dimensione delle componenti unitarie a copertura dei costi operativi, mantenendo invece quella per densità dell'area servita;
- costi di capitale: meccanismo di incentivazione degli investimenti basato sulla comparazione tra gli investimenti effettivi e il corrispondente costo standard. A fronte di tale confronto, e fermo restando il riconoscimento dell'investimento effettivo (se rientrante in predefinite soglie di variazione rispetto al costo standard) si potrebbe ottenere un extra-remunerazione. Sinergicamente a tale meccanismo, si propone anche l'introduzione di un tasso di capitalizzazione pre-definito valido ai fini tariffari. Si propone, inoltre, il rilascio graduale, nel corso del V periodo regolatorio, dell'ammontare di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 attualmente non considerato ai fini del calcolo delle tariffe. L'Autorità, infine, valuterà la possibile unificazione del parametro Beta del WACC tra distribuzione e misura;
- sicurezza e continuità: necessario uno snellimento delle procedure per la definizione di premi/penalità e a tal fine, tra le altre cose, si ipotizza la revisione degli attuali meccanismi regolatori (introducendo l'indicatore ex UNI TS 11297). Si propone l'introduzione del monitoraggio della pressione nelle reti BP (eventualmente tramite funzioni innovative degli *smart meter* gas), con impatto sul

livello di premi/penalità, così come di un indicatore relativo alla vita residua media ponderata delle condotte AP/MP/BP e, in prospettiva, di meccanismi regolatori incentivanti corrette politiche di *asset management*;

- sostegno all'innovazione e alla tutela dell'ambiente: l'Autorità intende introdurre meccanismi per sostenere investimenti innovativi e a tutela dell'ambiente (es. relativi a Cabine Bi-Remi per iniezione biometano, diminuzione dispersioni tramite utilizzo di materiali meno fuganti, utilizzo sinergico rete gas/settore elettrico (P2G) ecc.) anche attraverso l'introduzione di *"regulatory sandbox"*.

Il regolatore ritiene possibile far decorrere il nuovo periodo regolatorio dal 2021 prorogando l'attuale regolazione per tutto il 2020. Si è in attesa dei successivi DCO (tra cui quello specifico in materia di qualità del servizio atteso per luglio).

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 per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 2020

L'Autorità, con 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 è simile a quello attuale e 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 su costi effettivi *ex unbundling* 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto restano valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas. Sono previsti, altresì, 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: viene introdotto (i) un flusso mensile dalle imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas S.p.A. a quest'ultima per la perequazione dei ricavi relativi alla rete nazionale, finalizzata a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto che riscuotono il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo CPu alle imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete nazionale e (ii) un flusso annuale dalle/alle società alla/dalla CSEA relativo alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale.

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

6 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

gestione dei FC avviene su base annuale direttamente con CSEA. Ciò comporterà un’uscita di cassa per Retragas S.p.A. nel 2019 pari a circa 3 milioni di euro, di competenza del 2020.

A valle della definizione del nuovo quadro regolatorio, l’Autorità con 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.

Valore della RAB trasporto gas Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe 2020 provvisorie <i>milioni di euro</i>	
RAB Trasporto Gas	43
RAB Misura Trasporto Gas	1
Totale	44

Infine è tuttora in corso il procedimento per la definizione del quadro regolatorio in materia di qualità del servizio (cfr. DCO 203/2019/R/gas).

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 del 2006

A fine giugno 2019 Unareti S.p.A. ha presentato istanza al MiSE per la restituzione di parte della sanzione di importo 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 dell’Autorità, 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 definitive 2018 e provvisorie 2019

Con Delibera 76/2019/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2018 per l'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, mentre con Delibera 117/2019/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2019. In particolare le tariffe definitive 2018 considerano gli investimenti consuntivi fino al 2017, compresi quelli relativi all'attività di commercializzazione, le dismissioni 2017 e i contributi 2017, mentre quelle provvisorie 2019 sono calcolate considerando, tra le altre cose, gli investimenti 2018 a pre-consuntivo.

Le tariffe 2019 sono state determinate utilizzando un WACC pari al 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 mentre la Delibera 232/2019/R/eel ha approvato le tariffe relative al 2018.

Infine, si segnala che le Delibere 882/2017/R/eel e 907/2017/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie 2018 applicabili, rispettivamente, ai clienti non domestici e ai clienti domestici. Similmente, con Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2019.

Procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

L'Autorità, con Delibera 126/2019/R/eel, ha avviato il procedimento per la revisione infra-periodo (2020-2023) della regolazione tariffaria e della qualità dell'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica. I principali orientamenti per tale aggiornamento sono riassumibili come segue:

- possibile introduzione di logiche tariffarie basate sul riconoscimento della spesa totale (Totex) in via graduale, con applicazione alle imprese distributrici di maggiore dimensione a partire dal prossimo periodo di regolazione (2024) e previa attività preliminari di analisi e sperimentazione delle soluzioni regolatorie da applicare;
- i parametri oggetto di revisione infra-periodo saranno, in particolare, i costi operativi riconosciuti e il tasso di recupero di produttività (*X-factor*), soprattutto con riferimento ai costi sorgenti derivanti dal servizio di misura 2G. Saranno poi valutati meccanismi di *sharing* dei ricavi netti derivanti da attività diverse dalla distribuzione tramite la definizione di un meccanismo di ripartizione dei ricavi derivanti da tali attività (e.g. utilizzo infrastrutture della distribuzione da parte delle TELCO);
- sviluppo indicatori in grado di fornire la vita residua media ponderata delle reti, successivamente utilizzabili per la definizione di meccanismi di regolazione specifici;
- al fine di sostenere adeguatamente l'innovazione e la tutela dell'ambiente, sviluppo di c.d. *regulatory sandbox* per idee meritevoli, suggerite dagli operatori, da testare in campo anche con la concessione di deroghe - limitate nel tempo e nello spazio - alla regolazione.

6
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
Esteros

Sono previsti interventi in materia di qualità tecnica del servizio (osservabilità dei flussi di potenza e stato delle risorse diffuse su reti MT, regolazione di tensione reti MT) e commerciale, nonché in materia di *tariff design* (ad esempio per *E-Vehicle*). Si intende, altresì, introdurre meccanismi regolatori finalizzati ad incentivare l'aggregazione tra operatori.

Nel corso del nuovo semi-periodo tariffario, infine, dovrebbe avere avvio la sperimentazione in materia di risanamento delle colonne montanti vetuste, nonché il completamento del quadro regolatorio applicabile alla resilienza, con la definizione e avvio del meccanismo – già precedentemente ipotizzato – di incentivazione per il ripristino efficace e tempestivo della fornitura in occasione di eventi meteorologici severi ed estesi.

La conclusione del procedimento è prevista entro il 20 dicembre 2019 (ad eccezione di alcune tematiche relative all'allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza e revisione, semplificazione e unificazione della disciplina delle connessioni per clienti finali passivi e per clienti attivi). Attualmente, si è in attesa della pubblicazione del DCO.

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 volte a definire l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi e 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, nonché la metodologia (e i parametri da usare) 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 distributrici⁵ di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna o con il distributore di riferimento e/o sottese; 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 e ondate di calore), mentre per quello relativo alla tempestività del ripristino della fornitura si rimanda a successivi provvedimenti, che probabilmente saranno definiti nell'ambito della revisione infra-periodo della regolazione applicabile all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Unareti S.p.A. a fine giugno 2019 ha provveduto all'invio del proprio piano 2019-2021, redatto coerentemente con le novità regolatorie sopra esposte.

⁵ 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.

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 ha appellato la sentenza ed 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 (si veda anche la "Risoluzione parlamentare su iniziative urgenti in materia di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico" approvata il 16 gennaio 2019 dalla Commissione Attività Produttive della Camera), 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 appositamente costituito 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.

In ragione degli insoluti contabilizzati nel 2017 da alcuni utenti del trasporto, Unareti S.p.A. ha presentato istanza alla CSEA, incassando nel 2018 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 sarà, tuttavia, restituita a CSEA nell'ambito dell'istanza che Unareti S.p.A. presenterà nel 2019.

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 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 dell'obbligo ricadente sui clienti finali in capo ai venditori.

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

6
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

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 (Mtep/anno)	<i>Target</i> per i distributori di energia elettrica ⁽¹⁾ Milioni di CB	<i>Target</i> per i distributori di gas ⁽¹⁾ Milioni di CB	<i>Target</i> minimo ⁽²⁾ (%)	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua ⁽²⁾ (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.

Tra le altre novità si segnala l’obbligo per i soggetti iscritti al Registro dei CB di comunicare al GME le partecipazioni detenute nel capitale sociale di altri soggetti iscritti al Registro CB o al mercato CB.

Vengono, inoltre, modificate le seguenti definizioni:

- il consumo di *baseline* è il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali per i quali sono riconosciuti i CB. Il consumo di *baseline* è pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti per i quali non esistono valori di consumi energetici antecedenti all’intervento, il consumo di *baseline* è pari al consumo di riferimento;
- i progetti che prevedano l’impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell’efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

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 il 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 da parte di 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”. Conseguentemente, entro il 30 settembre, dovrebbero essere liquidati alla società circa 30 milioni di euro da parte di CSEA a titolo di contributo tariffario.

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.

Il valore del contributo tariffario per i TEE annullati nell’anno 2018 è di 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 degli scambi sul mercato o tramite contratti bilaterali, il meccanismo regolatorio non permette la perfetta copertura dei costi; in considerazione del suddetto scenario, per l’anno d’obbligo 2018 si rileva, pertanto, una perdita economica media pari a circa 10 €/TEE per i CB acquistati sul mercato e pari a 11,11 €/TEE per i CB ritirati dal GSE (relativamente ad Unareti S.p.A. si stima quindi un risultato negativo di circa 3 milioni di euro per l’adempimento dell’obbligo 2018 comprensivo della compensazione relativa al 2016).

La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare in capo a ciascun distributore soggetto agli obblighi per il 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%).

Infine, con la Delibera 209/2019/R/EFr, ARERA 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 comprende anche gli scambi sopra i 250 €/TEE) e prezzi (che invece 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*).

6	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

Attività dell’Autorità nella regolazione e controllo del Servizio Idrico Integrato (SII)

Aggiornamenti tariffari e Vincolo ai Ricavi del Gestore (VRG)

Dal 1° gennaio 2017 A2A Ciclo Idrico S.p.A. sta procedendo alla fatturazione delle partite tariffarie 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. Contestualmente, la società sta applicando le tariffe approvate dall’Autorità con Delibera 807/2016/R/idr per il periodo 2016-2019.

La Delibera 918/2017/R/idr ha definito le procedure per l’aggiornamento delle tariffe per il biennio 2018-2019 mediante i parametri di costo desumibili dai bilanci 2016 e 2017. Con medesima Delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (da 1,5% a 1,7%), 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 annui dell’8,5% anche per il periodo 2018-2019, già approvati con Delibera 807/2016/R/idr. Mentre per ACSM-AGAM Reti Gas Acqua S.p.A. (ex Aspem), dopo l’approvazione delle tariffe 2012-2019 da parte dell’EGA e dell’Assemblea dei Comuni e dalla Provincia, si attende entro fine 2019 la chiusura dell’iter di approvazione anche da parte di ARERA (sono stati riconosciuti anche 7,9 milioni di euro per partite pregresse).

<i>milioni di euro</i>	VRG 2017	VRG 2018	VRG 2019	RAB 2015 (*)	RAB 2016 (**)	RAB 2017 (***)
A2A Ciclo Idrico	79,4	91,4	99,7	220	257	265
ASVT	7,8	8,4	9,03	9,07	11,9	15
ACSM-AGAM Reti Gas Acqua (non inclusa Como)	20,1	21	23,6	32,1	32,2	39

(*) sottesa a tariffe 2017
(**) sottesa a tariffe 2018
(***) sottesa a tariffe 2019

DPCM 29 agosto 2016 recante “Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel Servizio Idrico Integrato”

Il DPCM 29 agosto 2016, di attuazione degli artt. 60 e 61 del Collegato Ambientale, demanda all’Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l’accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (posto pari a 50 litri/gg per abitante) a tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

A valle dell’emanazione di due DCO (603/2017/R/idr e 80/2018/R/idr), ARERA ha pubblicato il terzo DCO 158/2019/R/idr in merito alla gestione della morosità prevedendo che:

- il gestore segua uno specifico iter, con tempistiche ben definite, prima di sospendere il servizio. Qualora non venga rispettato, l’utente ha diritto ad essere indennizzato dal gestore stesso;
- 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 redatto 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. I finanziamenti saranno erogati solo a seguito dell'apposito DPCM. 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.

Con la Relazione 252/2019/R/idr ARERA ha aggiornato l'elenco degli interventi con il dettaglio degli importi a valere su ciascuno dei due Capitoli di spesa 2019 e 2020. In particolare, per il Comune di Calvisano sarebbe prevista l'erogazione di due *tranche* per il 2019 e 2020 di 3,8 milioni di euro.

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, l'Autorità ha definito con Delibera 24/2018/R/tlr (TUAR) e s.m. 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, a seguito delle criticità evidenziate dagli operatori, 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.

6 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

La Delibera 661/2018/R/tlr ha definito la regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento (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 di potenza contrattuale complessiva, 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.

I DCO 637/2018/R/tlr e 177/2019/R/tlr hanno illustrato le proposte in materia di obblighi minimi per la trasparenza dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, con riferimento ai contratti di fornitura, ai prezzi di erogazione del servizio, ai documenti di fatturazione, alle informazioni in tema di qualità e alle prestazioni di carattere ambientale. L'Autorità intende pubblicare il provvedimento definitivo entro l'estate del 2019, prevedendone l'entrata in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2020.

Con il DCO 691/2018/R/tlr sono stati presentati i primi orientamenti in materia di qualità tecnica con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, nonché alle prestazioni energetiche ed ambientali. Tale consultazione si appoggia su una raccolta dati avviata dall'Autorità con riferimento alle reti gestite nel 2017 e alle principali attività e procedure attualmente adottate dagli operatori per assicurare la sicurezza e la continuità del servizio.

Stante l'assenza di una leva tariffaria (a differenza, infatti, degli altri settori regolati, il quadro legislativo non consente di applicare, ad oggi, meccanismi di incentivazione economica del tipo premi-penalità), l'Autorità è, pertanto, orientata ad utilizzare nel primo periodo regolatorio esclusivamente obblighi di servizio, standard (specifici o generali) e meccanismi reputazionali (pubblicazione delle *performance* degli operatori).

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 che 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 oltre il 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 tardiva del GSE, 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).

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.

Nel corso dell'esercizio 2018, è stata avviata una commessa in Spagna per la progettazione, fornitura, realizzazione e avviamento, in qualità di fornitore sub nominato, di un impianto di trattamento rifiuti da 150.000 t/a di RSU.

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.

In aggiunta nel mese di giugno 2019 è stato sottoscritto 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.

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

6
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





7

Scenario
e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo

La crescita mondiale ha continuato a perdere slancio nella prima parte del 2019 per effetto di una decelerazione dell'interscambio a livello globale; alcune delle maggiori economie avanzate hanno comunque registrato risultati migliori delle attese.

Negli Stati Uniti ed in Giappone, nel primo trimestre dell'anno, la crescita è risultata più vigorosa del previsto sostenuta dal contributo positivo delle esportazioni. Secondo i dati del Dipartimento del Commercio degli Stati Uniti il PIL americano ha registrato un incremento del +3,1%, in aumento rispetto al +2,2% dell'ultimo trimestre del 2018. Per il secondo trimestre è previsto invece un rallentamento della crescita a causa della contrazione della domanda interna: secondo la *Federal Reserve* il PIL dovrebbe attestarsi a +1,9%. Il PIL giapponese è cresciuto dello 0,6% nel primo trimestre 2019, meglio del +0,5% stimato dagli analisti (fonte: Istituto di ricerca economica e sociale del *Cabinet Office* giapponese).

La Cina, nonostante la guerra commerciale con gli Stati Uniti, ha registrato un rialzo del PIL del +6,4% nel primo trimestre dell'anno, meglio del +6,3% stimato ed in linea con quello del trimestre precedente. I principali analisti si aspettano che nel secondo trimestre dell'anno la crescita non sia superiore al +6,1% e che cali ulteriormente al +6,0% nella seconda metà del 2019. L'espansione ha invece subito un rallentamento in India che archivia il primo trimestre dell'anno a +5,8%, il dato più debole degli ultimi 20 trimestri; in Brasile il quadro macroeconomico permane fragile.

Il PIL dell'Area Euro, secondo la stima preliminare contenuta nell'*Eurozone Economic Outlook* di Ifo Institute e dell'Istat, dopo l'espansione di +0,4% registrata nel primo trimestre 2019, trainata principalmente dalla domanda interna e dagli investimenti fissi, è atteso rallentare a +0,3% nel secondo trimestre condizionato dalla flessione della produzione industriale.

Per quanto concerne l'Italia l'Istat indica che il PIL, dopo essere cresciuto dello 0,1% nel primo trimestre del 2019, condizionato dalla modesta crescita dei consumi e delle esportazioni, è previsto in calo nel secondo trimestre a causa del contributo negativo della domanda estera.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo la stima preliminare resa nota da *Eurostat*, è cresciuta dell'1,2% in giugno, in linea con quanto registrato a maggio. Nella media del primo semestre 2019 l'inflazione acquisita è pari a +1,4%.

Secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di giugno 2019, l'indice nazionale dei prezzi al consumo in Italia (NIC) è rimasto stabile al +0,8%, lo stesso livello già registrato a maggio. La stabilità dell'inflazione è la sintesi di dinamiche contrapposte: da un lato accelera la crescita dei prezzi dei Servizi ricreativi, culturali e per la cura della persona (da +1,0% a +1,3%) e si attenua la flessione di quelli dei Servizi relativi alle comunicazioni (da -7,2% a -5,9%); per contro i prezzi dei Beni energetici non regolamentati invertono la tendenza, passando da +2,4% a -0,6%. Nella media del primo semestre 2019 l'inflazione acquisita è pari a +0,9%.

Nella riunione del 6 giugno 2019 il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea (BCE) ha lasciato il tasso di riferimento al minimo storico di zero ribadendo il suo impegno per il mantenimento ai livelli attuali almeno fino alla prima metà del 2020 e, in ogni caso, finché necessario per far sì che l'inflazione continui stabilmente a convergere su livelli inferiori ma prossimi al 2% nel medio termine. Quanto alle misure non convenzionali di politica monetaria, il Consiglio direttivo della BCE conferma la politica di reinvestimento integrale del capitale rimborsato sui titoli in scadenza nel quadro del programma di acquisto di attività "per un prolungato periodo di tempo e in ogni caso finché sarà necessario" per mantenere condizioni di liquidità favorevoli ed un ampio grado di accomodamento monetario. La BCE ha anche diffuso i dettagli della terza edizione delle TLTRO (*targeted longer-term refinancing operations*), ovvero una nuova serie di prestiti a lunga scadenza alle banche a tassi contenuti, da settembre 2019 a marzo 2021, al fine di dare liquidità al sistema finanziario e spingere gli istituti a concedere credito alle imprese ed ai consumatori.

Confermando le attese, nella riunione del 19 e 20 giugno 2019, la *Federal Reserve* (FED) ha lasciato invariati i tassi di interesse sui *federal funds* nel range compreso fra il 2,25% e il 2,50% ma non è escluso che un taglio del costo del denaro, di mezzo punto percentuale, possa arrivare già in luglio in caso di un peggioramento delle prospettive economiche.

Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,13 dollari nel primo semestre 2019, in contrazione del 7% rispetto allo stesso periodo dell'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 e le tensioni politiche.

Le prospettive

L'attività economica globale dovrebbe subire una contrazione nel corso del 2019 per poi mantenersi sostanzialmente stabile nel medio periodo. I maggiori fattori di rischio per le economie mondiali ed europee sono legati all'evoluzione delle tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, all'andamento dell'economia cinese, la cui crescita è prevista in rallentamento, all'esito delle trattative sull'accordo per l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea (*Brexit*) e all'incertezza relativa agli assetti politici nelle economie emergenti che si ripercuote sugli investimenti a livello internazionale.

Secondo le più recenti previsioni formulate nel mese di giugno dagli esperti della BCE, il PIL mondiale nel 2019 crescerà del 3,3%, (0,2% in meno rispetto alla stima di marzo) per poi aumentare leggermente nel 2020 al 3,6% quando dovrebbero essere risolti i fattori d'incertezza di origine geopolitica che, dalla seconda metà del 2018, hanno limitato gli investimenti delle imprese, gli scambi internazionali e l'espansione delle economie locali. Oltre il 2020 la crescita mondiale è prevista nell'intorno del 3,6% nel medio termine trainata prevalentemente da India e Cina.

Per quanto riguarda le economie avanzate il PIL 2019 è previsto, dal Fondo Monetario Internazionale (FMI), attestarsi ad un +1,8% (inferiore rispetto al +2,0% di gennaio) mentre la previsione per il 2020 è rimasta invariata ad un +1,7%. In particolare la *Federal Reserve* ha rivisto al ribasso le stime di crescita per gli Stati Uniti: quest'anno l'economia dovrebbe crescere del 2,1% contro il 2,3% precedentemente stimato e dell'1,9% nel 2020.

Per quanto riguarda le economie emergenti ed in via di sviluppo è attesa una crescita del 4,4% nel 2019, rispetto al 4,5% delle stime di gennaio; per il 2020 ci si attende un'accelerazione, anche se più contenuta di quanto inizialmente previsto: si è passati dal precedente +4,9% all'attuale +4,8%. Il Fondo Monetario Internazionale ha tagliato le stime di crescita dell'economia cinese al +6,2% per il 2019 (0,1% in meno rispetto alla stima di aprile) ed al +6,0% per il 2020 (dal +6,1% indicato in precedenza) a causa dell'impatto negativo delle tensioni commerciali con gli Stati Uniti. Il risultato più brillante è atteso dall'India che se, come previsto, crescerà ad un ritmo del 7,3% nel 2019 e del 7,5% nel 2020, supererà la Cina come economia a più alto tasso di crescita al mondo. Ridotte le stime per il Brasile che dovrebbe crescere del 2,1% nel 2019 e del 2,2% nel 2020. Tagliata anche la stima di crescita per la Russia per il 2019 a +1,2%, mentre rimane invariata nel 2020 e 2021 a +1,8%.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro, formulate dagli esperti della Banca Centrale Europea, indicano una crescita del PIL dell'1,2% nel 2019 e dell'1,4% sia nel 2020 che nel 2021 (rispettivamente -0,2% e -0,1% rispetto alla stima precedente). I rischi per le prospettive di crescita nell'Area Euro restano legati alle perduranti incertezze connesse a fattori geopolitici, alla crescente minaccia del protezionismo nonché a situazioni di vulnerabilità nei mercati emergenti. Un altro fattore di rilievo è rappresentato dalla persistente debolezza del settore manifatturiero, soprattutto nei paesi che devono affrontare problemi specifici dell'industria automobilistica come la Germania (secondo le stime della Commissione Europea il paese non dovrebbe superare la crescita di +0,5% nel 2019 e di +1,5% nel 2020).

La Banca d'Italia ha rivisto al ribasso le stime di crescita per l'Italia: il PIL crescerà dello 0,3% quest'anno (-0,3% rispetto alla previsione di gennaio), dello 0,7% nel 2020 e dello 0,9% nel 2021. La revisione riflette principalmente la maggior debolezza della domanda estera osservata negli ultimi mesi.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo le previsioni di giugno formulate dagli esperti della BCE, dovrebbe aumentare dell'1,3% nel 2019, dell'1,4% nel 2020 e dell'1,6% nel 2021 in confronto rispettivamente all'1,2%, l'1,5% e l'1,6% riportati nelle proiezioni macroeconomiche formulate a marzo 2019. La revisione al rialzo dell'inflazione per l'anno in corso è legata al sostegno fornito dalle misure di politica monetaria della BCE nonché dalla più vigorosa politica salariale prevista.

La dinamica dell'inflazione in Italia dovrebbe rimanere moderata e recuperare gradualmente. I prezzi al consumo dovrebbero aumentare dello 0,8% nella media di quest'anno, dell'1,0 % nel 2020 e dell'1,5% nel 2021 (fonte: Banca d'Italia). Rispetto alle precedenti proiezioni pubblicate in gennaio, l'inflazione è stata rivista al ribasso di 0,2 punti percentuali quest'anno, 0,3% il prossimo e 0,1% nel 2021 riflettendo condizioni di domanda meno favorevoli.

7 Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Andamento
del mercato
energetico

Per quanto riguarda il livello dei tassi di interesse sia la Banca Centrale Europea (BCE) che la *Federal Reserve* (FED) saranno alle prese con importanti scelte di politica monetaria ed entrambe si troveranno di fronte al rischio di un calo delle aspettative inflazionistiche. L'atteggiamento della *Federal Reserve* è cambiato rispetto ad aprile dove si prospettavano tassi fermi per tutto il 2019. Seguendo l'onda espansiva dalla BCE anche la FED si prepara a tagliare i tassi nel prossimo futuro e ad attuare politiche appropriate per sostenere l'economia. Non è escluso che un primo ritocco sostanzioso, di mezzo punto percentuale, possa arrivare già nella riunione di fine luglio. I tassi di interesse della BCE resteranno fermi a zero almeno fino alla fine del 2019 e in ogni caso finché l'inflazione non avrà raggiunto livelli stabili intorno al 2%. Al contempo, il Consiglio direttivo della BCE si dichiara pronto a reagire, in futuro, a eventuali circostanze avverse e ad adeguare tutti i suoi strumenti, nella maniera che riterrà più opportuna, per assicurare che l'inflazione continui ad avvicinarsi stabilmente al livello perseguito.

Per il 2019 gli esperti prevedono un tasso di cambio EUR/USD pari a 1,14 in media annua, per poi salire a 1,17 nel 2020 e stabilizzarsi intorno al valore di 1,20 nel medio-lungo periodo, quando ci si attende che la BCE adotti politiche monetarie meno accomodanti e aumenti il costo della moneta unica europea al fine di contenere l'inflazione (fonte: *Ref*).

Andamento del mercato energetico

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel primo semestre 2019 è stato pari a 157.320 GWh (fonte: Terna), evidenziando un calo dell'1,3% rispetto ai volumi dello stesso periodo del 2018; in termini destagionalizzati, e corretti per calendario e temperatura, la variazione risulta pari a -0,5%.

La produzione netta di energia nel primo semestre 2019 è stata pari a 139.193 GWh, in aumento del 2,6% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Sono in aumento le fonti da produzione termoelettrica che si attestano a 91.269 GWh (+6,1%), eolica (+16,1%) e fotovoltaica (+9,8%); in forte calo la fonte idroelettrica (-17,1%) e in lieve flessione la fonte geotermica (-0,4%). La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto, nei primi 6 mesi del 2019, l'87,8% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nel primo semestre 2019 ha evidenziato un aumento del 2,4% attestandosi a 55,1 €/MWh contro i 53,8 €/MWh del primo semestre 2018. Quotazioni medie sostanzialmente in linea con il primo semestre 2018 per il prezzo nelle ore di alto carico (-0,3% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 60,3 €/MWh). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un aumento del 4,3% attestandosi a 52,3 €/MWh. Per l'anno 2019 le curve *forward* indicano prezzi di PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 58,0 €/MWh.

Gas Naturale

Nella media del primo semestre 2019 la domanda di gas naturale è aumentata del 4,3% rispetto al medesimo periodo del 2018, attestandosi a 40.157 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). La crescita risulta sostenuta dai consumi del settore termoelettrico (+16,7% rispetto al primo semestre 2018) che, favoriti dalla minore produzione elettrica da fonte rinnovabile ed in un contesto di ridotti costi del gas, consolidano un *trend* rialzista avviato a partire dal mese di marzo. Sostanzialmente in linea con il primo semestre 2018, invece, sia i consumi del settore civile (-1,0%) che quelli del settore industriale (-0,4%).

Dal lato offerta la crescente domanda nel periodo in esame continua ad essere sostenuta dalle importazioni di gas naturale che hanno rappresentato il 94,1% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio; la produzione nazionale, che ha soddisfatto la parte restante, è risultata in flessione del 9,8%.

Per quanto concerne le quotazioni, il prezzo del gas al TTF nel primo semestre 2019 è stato pari a 15,7 €/MWh, in diminuzione del 25,3% rispetto al primo semestre 2018. Non si arresta il *trend* decrescente, avviato a partire da ottobre dello scorso anno della quotazione del PSV che si conferma, anche a giugno, ai minimi da ottobre 2016 e pari a 14,21 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV per il primo semestre 2019 è stato pari a 18,7 €/MWh, in diminuzione del 16,4% rispetto al corrispondente periodo del 2018. Per l'anno 2019 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 18,0 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 3,0 €/MWh, in aumento rispetto al differenziale del primo trimestre 2018 (pari a +1,4 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare anche per l'anno 2019 uno *spread* strutturale rispetto al TTF: per l'anno 2019 le curve *forward* prevedono uno *spread* nell'intorno di 2,8 €/MWh.

Petrolio e carbone

Dopo un periodo di elevata volatilità il prezzo del greggio nella prima parte dell'anno ha evidenziato un *trend* di moderata ma costante crescita fino al mese di giugno: segnale di solidità degli accordi tra paesi produttori. Nella media del primo semestre il prezzo si è attestato a 66,1 \$/bbl, evidenziando una contrazione del 7,0% rispetto a quanto consuntivato nello stesso periodo dell'anno precedente (71,1 \$/bbl). Il deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro ha fatto in modo che le quotazioni espresse in €/bbl risultassero sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Gli elementi che hanno contribuito al rialzo delle quotazioni sono stati: l'entrata in vigore delle sanzioni americane nei confronti dell'Iran, il peggioramento della situazione geopolitica in Venezuela, l'aspettativa di un imminente accordo sui dazi tra Cina e Stati Uniti e la decisione dei paesi *Opec* e degli altri paesi produttori, *Opec Plus*, di prolungare i tagli coordinati della produzione fino al prossimo marzo 2020 (decisione presa nella riunione di Vienna del 25-26 giugno).

7
Scenario e
mercato

Quadro
macroeconomico

Andamento
del mercato
energetico

Secondo quanto comunicato dall'*Energy Information Administration* (EIA), l'offerta di petrolio ha superato la domanda di ben 0,9 milioni di barili al giorno nel primo semestre dell'anno. In particolare il secondo trimestre ha mostrato un surplus globale di petrolio di 0,5 milioni di barili giornalieri. L'*Energy Information Administration* (EIA) ha tagliato di 160.000 barili al giorno le previsioni per la crescita della domanda mondiale di petrolio nel 2019, che dovrebbe attestarsi a 1,22 milioni di barili al giorno, mentre nel 2020 la domanda è prevista salire a 1,4 milioni di barili giornalieri.

Il carbone, nel primo semestre 2019, ha evidenziato un *trend* discendente che partendo dalle quotazioni elevate del mese di gennaio (81,80 \$/tonn) ha registrato il livello di minimo nel mese di giugno, con una quotazione prossima ai 49 \$/tonn. La forte discesa dei prezzi del carbone conferma l'ormai definitivo *delink* dei prezzi del combustibile maggiormente additato dalle politiche di decarbonizzazione da quelli del petrolio. Sembrano, in effetti, le politiche di contrazione della domanda ad aver contribuito alla riduzione dei prezzi. In Germania, principale consumatore in Europa, i consumi di carbone per generazione termica nei primi mesi dell'anno si sono ridotti del 24% rispetto allo scorso anno. Allo stesso tempo, il *cap* alle importazioni imposto in Cina e il graduale rientro in funzione degli impianti nucleari in Giappone hanno portato ad un'abbondanza di offerta. Nella media del primo semestre il prezzo si è attestato a 64,9 \$/bbl, evidenziando una contrazione del 26,3% rispetto a quanto consuntivato nello stesso periodo dell'anno precedente (88,0 \$/bbl). Il deprezzamento della moneta unica nei confronti del dollaro ha attenuato la diminuzione delle quotazioni espresse in euro (-21,2%) rispetto al medesimo periodo del 2018. Gli scenari di prezzo del carbone per i prossimi mesi continueranno ad essere legati agli andamenti della domanda cinese e alla possibilità di sbloccare le restrizioni alle importazioni attualmente in atto. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 62,0 \$/tonn.



8

Risultati per
settore di attività

Risultati per settore di attività

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

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della *Business Unit* Generazione e *Trading* è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione⁽¹⁾ del Gruppo 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*.

8	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

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	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
FONTI				
Produzioni nette	7.685	7.982	(297)	(3,7%)
- produzione termoelettrica	5.767	5.865	(98)	(1,7%)
- produzione idroelettrica	1.857	2.086	(229)	(11,0%)
- produzione fotovoltaica	61	31	30	96,8%
Acquisti	15.024	16.303	(1.279)	(7,8%)
- borsa	7.810	6.018	1.792	29,8%
- grossisti	1.792	1.619	173	10,7%
- portafoglio di <i>Trading/Service</i>	5.422	8.666	(3.244)	(37,4%)
TOTALE FONTI	22.709	24.285	(1.576)	(6,5%)
USI				
Vendita a <i>Retailer</i> del Gruppo	5.706	4.264	1.442	33,8%
Vendite ad altri grossisti	5.177	4.920	257	5,2%
Vendite in borsa	6.404	6.435	(31)	(0,5%)
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	5.422	8.666	(3.244)	(37,4%)
TOTALE USI	22.709	24.285	(1.576)	(6,5%)

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

Nel primo semestre dell'anno in corso la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 7.685 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 15.024 GWh, per una disponibilità complessiva di 22.709 GWh.

La produzione idroelettrica risulta in calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-11%): le minori produzioni degli impianti della zona Nord sono state solo in parte compensate dalle maggiori produzioni dei bacini della Calabria.

La produzione termoelettrica del primo semestre 2019 si è attestata a 5.767 GWh (5.865 GWh al 30 giugno 2018); a fronte della maggiore produzione degli impianti a ciclo combinato, si è registrata una diminuzione delle produzioni dell'impianto di Monfalcone a seguito della sua fermata a partire dal mese di marzo per uno scenario poco remunerativo e dell'impianto di San Filippo del Mela per le minori chiamate da parte di Terna.

Risultano invece in incremento le produzioni da fonte fotovoltaica, grazie alle 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 15.024 GWh (16.303 GWh al 30 giugno 2018): i maggiori acquisti effettuati in borsa sono stati più che compensati dalle minori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nel periodo in esame sono cresciute le vendite alla *Business Unit* Mercato (+33,8%) e le vendite sui mercati all'ingrosso (+5,2%). Le vendite in borsa risultano sostanzialmente in linea (-0,5%), mentre le quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano una contrazione del 37,4%.

Complessivamente nel periodo in esame le vendite di energia elettrica della *Business Unit* Generazione e *Trading* si sono attestate a 22.709 GWh (24.285 GWh al 30 giugno 2018).

Dati quantitativi - Settore gas

milioni di mc	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
FONTI				
Approvvigionamenti	3.136	2.396	740	30,9%
Prelievi da magazzino	10	24	(14)	(58,3%)
Autoconsumi /GNC	(9)	(9)	-	0,0%
Portafoglio di Trading/Service	4.093	2.361	1.732	73,4%
TOTALE FONTI	7.230	4.772	2.458	51,5%
USI				
Usi Business Unit Mercato	1.145	922	223	24,2%
Usi termoelettrici	1.002	953	49	5,1%
Usi Business Unit Calore e Ambiente	49	66	(17)	(25,8%)
Grossisti	941	470	471	100,2%
Portafoglio di Trading/Service	4.093	2.361	1.732	73,4%
TOTALE USI	7.230	4.772	2.458	51,5%

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 7.230 milioni di metri cubi, in aumento del 51,5% rispetto al 2018 (4.772 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas venduti ai grossisti (+471 milioni di metri cubi), le quantità vendute alla Business Unit Mercato (+223 milioni di metri cubi) e le quantità intermedie del Portafoglio di Trading (+1.732 milioni di metri cubi). Il gas per usi termoelettrici si è incrementato del +5,1% 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 (-25,8%).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	2.248	1.758	490	27,9%
Margine Operativo Lordo	117	225	(108)	(48,0%)
% su Ricavi	5,2%	12,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(81)	(85)	4	(4,7%)
Risultato Operativo Netto	36	140	(104)	(74,3%)
% su Ricavi	1,6%	8,0%		
Investimenti	31	22	9	40,9%
FTE	1.097	1.106	(9)	(0,8%)
Costo del personale	45	46	(1)	(2,2%)

I ricavi si sono attestati a 2.248 milioni di euro, in aumento di 490 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. L'incremento è stato prevalentemente determinato dai maggiori volumi venduti di elettricità e gas, in parte compensati dai minori ricavi relativi ai certificati verdi.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 117 milioni di euro, in riduzione di 108 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+3 milioni di euro nel 2019 e +7 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 104 milioni di euro.

Il confronto con il primo semestre 2018 è fortemente penalizzato dai risultati eccezionali conseguiti nell'anno precedente sui mercati ambientali (-94 milioni di euro) e sul mercato dei servizi ancillari ("MSD").

8 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

La contrazione di marginalità che ne è conseguita, ulteriormente amplificata dalla minore produzione idroelettrica registrata nel periodo (-11%), è stata comunque contenuta dalla *Business Unit* grazie ad una buona *performance* degli impianti a ciclo combinato (sia di volume che di *spread*), ai migliori margini conseguiti nel settore fotovoltaico e al contributo del portafoglio gas che nel 2018 aveva risentito di un scenario particolarmente penalizzante.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 81 milioni di euro (85 milioni di euro al 30 giugno 2019).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 36 milioni di euro (140 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Nel primo semestre 2019 gli Investimenti sono risultati pari a 31 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso gli impianti termoelettrici per circa 21 milioni di euro e per circa 6 milioni di euro i nuclei idroelettrici di Valtellina, Mese, Udine, Calabria. Si registrano inoltre interventi di sviluppo per complessivi 3 milioni di euro relativi alle centrali di Brindisi - inizio attività di installazione dei compensatori sincroni - e di Cassano - investimenti di flessibilizzazione.

Nell'esercizio in esame le FTE del periodo risultano pari a 1.097 unità (1.106 FTE nel primo semestre dell'anno precedente).

Business Unit Mercato

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

Dati quantitativi

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	5.651	4.298	1.353	31,5%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	737	835	(98)	(11,7%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia (GWh)	112	-	112	n.s.
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	6.500	5.133	1.367	26,6%

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	636	478	158	33,1%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	524	585	(61)	(10,4%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.160	1.063	97	9,1%

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.030	650	380	58,5%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	362	336	26	7,7%
Totale Vendite Gas (Mmc)	1.392	986	406	41,2%

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	681	486	195	40,1%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	811	796	15	1,9%
Totale PDR Gas (#/1000)	1.492	1.282	210	16,4%

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 6.500 GWh di vendite di energia elettrica, in crescita del 26,6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e 1.392 milioni di metri cubi di vendite gas (+41,2% rispetto al primo semestre 2018). Il Gruppo ACSM-AGAM ha contribuito per 193 GWh all'aumento delle vendite elettricità e 274 Mmc all'incremento delle vendite gas.

Sia nel settore elettrico che nel settore gas la crescita è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute verso i grandi clienti del mercato libero che hanno più che compensato le minori vendite verso i clienti serviti in regime di tutela.

8

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

Dati economici

milioni di euro	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	1.423	1.009	414	41,0%
Margine Operativo Lordo	116	111	5	4,5%
% su Ricavi	8,2%	11,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(23)	(11)	(12)	n.s.
Risultato Operativo Netto	93	100	(7)	(7,0%)
% su Ricavi	6,5%	9,9%		
Investimenti	11	5	6	n.s.
FTE	860	721	139	19,3%
Costo del personale	28	22	6	27,3%

I ricavi si sono attestati a 1.423 milioni di euro (1.009 milioni di euro al 30 giugno 2018), in crescita del 41% a seguito sia delle maggiori quantità vendute sia dei maggiori prezzi unitari elettricità. Il primo semestre dell'anno, inoltre, ha registrato un incremento dei ricavi per 169 milioni di euro a seguito del consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 116 milioni di euro (111 milioni di euro nel primo semestre 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (+3 milioni di euro nel 2019 e +16 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 18 milioni di euro (+19% rispetto al primo semestre dell'anno precedente). La variazione è stata determinata da un consistente aumento di marginalità nel comparto *energy retail* (+28 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 alla variazione di perimetro (consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM e contestuale uscita del Gruppo Aspem) per 13 milioni di euro ed in parte all'eccellente *performance* della *Business Unit* (+15 milioni di euro).

Nel semestre in esame, infatti, i margini di contribuzione dei segmenti elettricità e gas sono risultati in significativa crescita (+23 milioni di euro), grazie all'aumento del numero di clienti a mercato libero (+104 mila rispetto alla fine del 2018), ai maggiori margini unitari e ai maggiori volumi di vendita ai grandi clienti che hanno compensato una contrazione dei consumi unitari del gas legata alle temperature più miti dell'anno in corso. 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 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 23 milioni di euro, di cui 6 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM (11 milioni di euro nel 2018).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 93 milioni di euro (100 milioni di euro nel medesimo periodo dell'anno precedente).

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit* si sono attestati a circa 11 milioni di euro, di cui 1 milione relativo al Gruppo ACSM-AGAM.

Gli investimenti del periodo hanno riguardato soprattutto (per 8 milioni di euro) il comparto *energy retail* in relazione ad interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme *Hardware* e *Software*. Sono stati inoltre realizzati nuovi progetti di sviluppo nel comparto illuminazione pubblica per circa 2 milioni di euro.

Nel 2019 si è registrato, al netto di 104 unità del Gruppo ACSM-AGAM e all'uscita di 10 FTE per il deconsolidamento del Gruppo Aspem, un incremento di 45 FTE rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'aumento è riconducibile in parte ad un'ulteriore variazione di perimetro (acquisizione del ramo d'azienda X3Energy) 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.

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Rifiuti raccolti (Kton)	858	838	20	2,4%
Residenti serviti (#/1000)	3.586	3.528	58	1,6%
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.675	1.755	(80)	(4,6%)
Energia elettrica venduta (GWh)	877	889	(12)	(1,3%)
Calore ceduto (GWht) *	857	777	80	10,3%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel primo semestre 2019 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 858 migliaia di tonnellate, risultano in crescita rispetto al medesimo periodo dell’anno precedente grazie all’apporto del Gruppo ACSM-AGAM.

Le quantità di rifiuti smaltiti, pari a 1.675 migliaia di tonnellate evidenziano, nonostante l’apporto del Gruppo ACSM-AGAM, una contrazione del 4,6% rispetto al medesimo periodo dell’esercizio precedente riconducibile prevalentemente 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 10,3% sia per il contributo del Gruppo ACSM-AGAM sia per le maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento, mentre le quantità di energia elettrica evidenziano un lieve calo (-1,3%).

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	522	508	14	2,8%
Margine Operativo Lordo	135	136	(1)	(0,7%)
% su Ricavi	25,9%	26,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(56)	(37)	(19)	51,4%
Risultato Operativo Netto	79	99	(20)	(20,2%)
% su Ricavi	15,1%	19,5%		
Investimenti	46	38	8	21,1%
FTE	5.895	5.767	128	2,2%
Costo del personale	159	155	4	2,6%

Nel corso del primo semestre dell’anno la *Business Unit* Ambiente ha registrato ricavi per 522 milioni di euro (508 milioni di euro al 30 giugno 2018), in incremento di 14 milioni di euro rispetto al primo semestre dell’anno precedente grazie al consolidamento del nuovo Gruppo ACSM-AGAM.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 135 milioni di euro (136 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Al netto delle partite non ricorrenti (saldo nullo nel 2019 e +2 milioni di euro nel 2018), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 1 milione di euro.

L’incremento di marginalità è stato sostanzialmente determinato dai prezzi di cessione dell’energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori e dalla positiva dinamica dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, nonché dai maggiori ricavi da conferimento presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona e presso l’impianto fanghi.

8
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

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

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 56 milioni di euro (37 milioni di euro al 30 giugno 2018). La variazione è dovuta prevalentemente ai rilasci di eccedenze di fondi cause fiscali registrati nell'anno precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 79 milioni di euro (99 milioni di euro nell'anno precedente).

Gli Investimenti del primo semestre 2019 si sono attestati a 46 milioni di euro (di cui 4 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM) e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (22 milioni di euro), degli impianti di trattamento e delle discariche (12 milioni di euro), l'acquisto di veicoli, contenitori, sistemi operativi e ristrutturazione di edifici aziendali del comparto raccolta (12 milioni di euro).

L'incremento di 128 FTE è riconducibile a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto (-152 FTE per il deconsolidamento del Gruppo Aspem e +197 per il contestuale consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM), alla vincita di nuove gare o ampliamento dei servizi per la raccolta e l'igiene urbana, al trasferimento di risorse verso altre *Business Units*, nonché ad assunzioni per la sostituzione di dipendenti cessati nell'esercizio precedente e per il potenziamento di alcune strutture che svolgono attività di trattamento rifiuti.

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

	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Energia Elettrica distribuita (GWh)	5.833	5.878	(45)	(0,8%)
Gas distribuito (Mmc)	1.736	1.510	226	15,0%
Gas trasportato (Mmc)	207	215	(8)	(3,7%)
Acqua distribuita (Mmc)	38	32	6	18,8%
RAB Energia Elettrica (M€) ⁽¹⁾	649	631	18	2,9%
RAB Gas (M€) ⁽²⁾	1.423	1.194	229	19,2%

- (1) Stima A2A.
(2) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

L'energia elettrica distribuita è risultata pari a 5.833 GWh, in lieve calo rispetto al primo semestre dell'anno precedente (5.878 GWh). Le quantità di gas distribuito si sono attestate a 1.736 Mmc, in crescita del 15% rispetto alle quantità dell'anno precedente e l'acqua distribuita è risultata pari a 38 Mmc, in aumento rispetto alle quantità distribuite nell'anno precedente di 6 milioni di metri cubi; entrambi gli incrementi sono riconducibili al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Dati quantitativi - Calore

<i>GWht</i>	30 06 2019	30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
FONTI				
Impianti di:	847	834	13	1,6%
- Lamarmora	272	302	(30)	(9,9%)
- Famagosta	46	67	(21)	(31,3%)
- Tecnocity	33	39	(6)	(15,4%)
- Altri impianti	496	426	70	16,4%
Acquisti da:	1.120	1.056	64	6,1%
- Terzi	252	269	(17)	(6,3%)
- Altre <i>Business Units</i>	868	787	81	10,3%
TOTALE FONTI	1.967	1.890	77	4,1%
USI				
Vendite ai clienti finali	1.641	1.646	(5)	(0,3%)
Perdite di distribuzione	326	244	82	33,6%
TOTALE USI	1.967	1.890	77	4,1%

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 1.641 GWht, in linea con le vendite dell'anno precedente: l'apporto del Gruppo ACSM-AGAM ha compensato le minori vendite effettuate nel primo semestre 2019 a seguito delle temperature più miti dell'esercizio in corso rispetto a quelle registrate nel 2018.

8
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

Dati economici

milioni di euro	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	568	590	(22)	(3,7%)
Margine Operativo Lordo	223	192	31	16,1%
% su Ricavi	39,3%	32,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(80)	(77)	(3)	3,9%
Risultato Operativo Netto	143	115	28	24,3%
% su Ricavi	25,2%	19,5%		
Investimenti	142	108	34	31,5%
FTE	2.639	2.315	324	14,0%
Costo del personale	54	51	3	5,9%

I ricavi del periodo della *Business Unit* Reti e Calore si sono attestati a 568 milioni di euro (590 milioni di euro al 30 giugno 2018). La diminuzione dei ricavi 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 pari a 72 milioni di euro.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 223 milioni di euro (192 milioni di euro al 30 giugno 2018). Il consolidamento di ACSM-AGAM ha contribuito per 16 milioni di euro (19 milioni di euro nel primo semestre 2019; 3 milioni di euro dell'ex Gruppo Aspem nel primo semestre del 2018).

La variazione della marginalità della *Business Unit* è riconducibile in parte alla variazione di perimetro sopra menzionata, in parte alla crescita organica del *business*. A contribuire positivamente soprattutto il comparto teleriscaldamento: l'aumento dei margini unitari ha più che compensato la diminuzione delle vendite legata alle temperature miti, i maggiori oneri ambientali (CO2) e i mancati ricavi relativi ai certificati verdi di Canavese.

Hanno inoltre contribuito positivamente l'aumento dei ricavi ammessi per la distribuzione gas e l'aumento dei ricavi del settore idrico legato all'incremento delle tariffe deliberate dall'Autorità di regolazione.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 80 milioni di euro (77 milioni di euro nell'anno precedente), di cui 10 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 143 milioni di euro (115 milioni di euro al 30 giugno 2018).

Gli Investimenti del periodo in esame sono risultati pari a 142 milioni di euro (di cui 14 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM) e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari (42 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 (47 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 (32 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 21 milioni di euro.

Nel primo semestre 2019 le FTE si attestano a 2.639 unità, +324 FTE rispetto allo stesso periodo del 2018. La variazione è dovuta sia a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto (principalmente riconducibili al deconsolidamento del Gruppo Aspem per -100 FTE e al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM per +374 FTE), sia alle assunzioni effettuate per investimenti previsti nelle società della *Business Unit* e per l'uscita di personale nell'anno precedente non sostituito contestualmente.

Business Unit Estero

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	2	3	(1)	(33,3%)
Margine Operativo Lordo	(1)	-	(1)	n.s.
% su Ricavi	(50,0%)	0,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	-	-	-	n.s.
Risultato Operativo Netto	(1)	-	(1)	n.s.
% su Ricavi	(50,0%)	0,0%		
Investimenti	-	-	-	n.s.
FTE	18	12	6	50,0%
Costo del personale	1	1	-	0,0%

I ricavi della *Business Unit Estero* al 30 giugno 2019 risultano pari a 2 milioni di euro (3 milioni di euro al 30 giugno 2018) e sono relativi alla realizzazione di impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia.

Il Margine Operativo Lordo e il Risultato Operativo Netto risultano negativi per 1 milione di euro (nulli nel primo semestre dell'anno precedente).

Nell'esercizio in esame le FTE risultano pari a 18 unità (12 FTE nel primo semestre 2018). L'aumento è riconducibile alle assunzioni effettuate per il potenziamento della *Business Unit*.

8	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

A2A Smart City

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	30	22	8	36,4%
Margine Operativo Lordo	4	4	-	0,0%
% su Ricavi	13,3%	18,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(3)	(2)	(1)	50,0%
Risultato Operativo Netto	1	2	(1)	(50,0%)
% su Ricavi	3,3%	9,1%		
Investimenti	7	6	1	16,7%
FTE	145	147	(2)	(1,4%)
Costo del personale	4	4	-	0,0%

Nel primo semestre 2019, i ricavi della società A2A Smart City S.p.A. sono risultati pari a 30 milioni di euro, in aumento di 8 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 4 milioni di euro, risulta in linea con il primo semestre dell'anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 3 milioni di euro (2 milioni di euro nel primo semestre 2018).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto risulta pari a 1 milione di euro (2 milioni di euro nel primo semestre 2018).

Gli Investimenti del periodo, pari a 7 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sulle reti di telecomunicazione.

Nel primo semestre 2019 le FTE si attestano a 145 unità (147 FTE al 30 giugno 2018).

Corporate

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2019 30 06 2019	01 01 2018 30 06 2018	VARIAZIONE	% 2019/2018
Ricavi	119	105	14	13,3%
Margine Operativo Lordo	(12)	(11)	(1)	9,1%
% su Ricavi	(10,1%)	(10,5%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(12)	(9)	(3)	33,3%
Risultato Operativo Netto	(24)	(20)	(4)	20,0%
% su Ricavi	(20,2%)	(19,0%)		
Investimenti	15	8	7	87,5%
FTE	1.398	1.171	227	19,4%
Costo del personale	63	55	8	14,5%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della *Corporate* non riaddebitati alle diverse società del Gruppo, si attesta nel primo semestre del 2019 a -12 milioni di euro, di cui -3 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM (-11 milioni nel corrispondente periodo dell'anno precedente).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 12 milioni di euro (9 milioni di euro nell'anno precedente), di cui 1 milione relativo al Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 24 milioni di euro (negativo per 20 milioni di euro nel primo semestre dell'anno precedente).

Gli Investimenti del periodo sono pari a 15 milioni di euro, di cui 3 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM e si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi e sui fabbricati.

Nel primo semestre 2019 le FTE si attestano a 1.398 unità, +227 FTE rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente). Al netto delle variazioni di perimetro (deconsolidamento del Gruppo Aspem per -35 FTE e contestuale consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM per +196 FTE) e del trasferimento di attività verso e dalle altre *Business Units* del Gruppo, si registra un aumento di 24 FTE rispetto al primo semestre 2018, riconducibile al potenziamento dell'attività di alcune Direzioni della *Corporate*.

8 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





9

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 non è un riferimento statico ma 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*.

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 ar-

ticolato 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 Mercato”, 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 Mercato. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle *Business Units* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità regolatorie, concordare una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicolarle agli *stakeholders* di riferimento.

Affari Regolatori e Mercato ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. *Regulatory Review* prodotta 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 (di conversione del DL Semplificazioni) che all'art. 11-quater ha disposto un riordino complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante;
- l'implementazione della disciplina del *capacity market* approvata con DM MiSE 28 giugno 2019 e di cui si è in attesa della celebrazione delle aste da parte di Terna previste nell'ultimo trimestre dell'anno;
- le gare inerenti l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la PdL in discussione attualmente alla Commissione Ambiente della Camera recante “*Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipata del ciclo integrale delle acque*” per gli impatti che - se approvata - potrà avere sul servizio idrico integrato;
- 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 per i soli aspetti inerenti la qualità commerciale e tecnica;
- gli impatti sul settore dei rifiuti che potranno avere i primi provvedimenti di ARERA a valle del conferimento di poteri di regolazione e controllo susseguenti alla Legge di Bilancio 2018;
- 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 a partire dal 1° luglio 2020.

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 avvisi di istruttorie per abuso di posizione dominante, per intese nonché di indagini conoscitive) il CdA di A2A S.p.A. ha recentemente approvato l'adozione del Programma di *Compliance Antitrust* con la conseguente nomina di un Responsabile per la sua attuazione.

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 definite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti, tipicamente tramite coperture a 12 mesi e parzialmente a 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di *asset* e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle *commodities*.

Rischio di contesto economico e 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 il *trend* moderatamente positivo, con riferimento ad un quadro economico complessivo e ad un contesto energetico nazionale ed internazionale ancora favorevole. Permane comunque il rischio che tale *trend* possa interrompersi o essere soggetto ad una inversione di tendenza, con riflessi di natura economica anche in combinazione con una eventuale evoluzione sfavorevole di alcuni aspetti attuativi della disciplina del *capacity market* approvata con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019. Si evidenzia dunque 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 Rapporti Istituzionali e Territoriali, 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 della Strategia Energetica Nazionale. 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. Nell'ambito dell'esercizio degli impianti idroelettrici permane l'elevata attenzione al dialogo collaborativo sia con enti e istituzioni che con portatori di interessi, finalizzata al raggiungimento di accordi e convenzioni per gestire al meglio eventuali pressioni esercitate sia con riferimento ai volumi di acqua da rilasciare per altri usi (es. irrigui/potabili) sia con riferimento all'interazione con nuove infrastrutture o impianti.

Per quanto riguarda 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 23 giugno 2016 il Regno Unito si è espresso, attraverso un referendum, per decidere se rimanere nell'Unione Europea. Più di 30 milioni di persone hanno votato e il 51,9% ha optato per il "*leave*". Le conseguenze della "Brexit" sono incerte, anche in considerazione del fatto che i negoziati tra UK ed UE sulle condizioni di uscita sono ancora in corso e che potrebbe delinearsi nel prossimo ottobre una uscita senza accordo. 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 alla "Brexit" nel conseguimento degli obiettivi aziendali che intende perseguire.

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 situazioni 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.

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 ultimi accordi presi con il Governo del Montenegro, è prevista concludersi con il pagamento dell'ultima rata entro il luglio 2019. Il Governo del Montenegro, controparte contrattuale dell'esercizio della *put option*, ha un merito creditizio, così come pubblicato dalle principali agenzie di *rating*, pari o equivalente a B+.

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.

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. Infatti, le autorizzazioni degli impianti di recupero delle scorie, potrebbero essere considerate illegittime alla luce della legge di conversione del cosiddetto D. L. "Sblocca Cantieri" che rimanda al D.M. del 5 febbraio 1998 oggi superato ed obsoleto. Incertezze e opportunità sono 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'efficienza-

mento 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. Sono inoltre presenti ed attualmente oggetto di unificazione ed ottimizzazione, nell'ottica delle recenti evoluzioni organizzative, presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che, in occasione di fenomeni eccezionali e difficilmente prevedibili in termini di localizzazione degli stessi e di valutazione dei loro effetti, risultano maggiormente esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

Con riferimento a Linea Group Holding, 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 ga-

rantire efficienza e sicurezza degli utenti, corpo procedurale di gestione dei reclami e altre procedure del Sistema di Gestione Qualità.

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 inoltre 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.

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. Inoltre è stata recentemente emanata la *Security Policy* e sono vigenti procedure 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 residui, 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 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.

Rischio variazioni climatiche

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento, 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. 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'avvio di progetti pilota per la 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.

Il Gruppo A2A monitora anche il rischio conseguente alla mancanza di specifici ed adeguati piani di *contingency* per gestire in maniera tempestiva le conseguenze di fenomeni estremi quali frane, inondazioni o altri eventi naturali non prevedibili; la tematica è mitigata dalla presenza di procedure di emergenza a livello di impianto che, per gli impianti idroelettrici, sono redatti anche in adempienza ai documenti della Protezione civile emessi dalle Prefetture. Infine, occorre considerare che detti fenomeni naturali estremi potrebbero anche non interessare direttamente gli impianti del Gruppo ma, comunque, interferire con ulteriori infrastrutture dei sistemi idraulici (canali, dighe, condotte) od elettrici (linee in alta tensione di Terna).

Nel 2019 il Gruppo A2A ha avviato una analisi specifica sui rischi legati ai cambiamenti climatici nell'ambito della adesione alle raccomandazioni della *Task Force on Climate Related Financial Disclosure*.

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.

Un ulteriore parametro oggetto di monitoraggio, che contribuisce a limitare il rischio di concentrazione sulla singola controparte, è rappresentato dal *Credit VaR*, ovvero la valutazione della rischiosità in termini di perdita potenziale, con un determinato livello di confidenza, associata all'intero portafoglio di crediti.

Relativamente alle controparti commerciali, ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Credit Risk Policy*), la mitigazione del Rischio avviene tramite la valutazione preventiva, l'ottenimento di garanzie e collaterali, la gestione delle compensazioni, l'ottimizzazione dei processi di sollecito e recupero del credito, nonché l'utilizzo di strumenti di monitoraggio e *reporting*. *Group Risk Management* interviene nella gestione del credito commerciale sia direttamente che indirettamente, attraverso un apposito modello proprietario, nella definizione del merito creditizio e del limite di fido dei clienti *business*, per i quali è richiesta deroga al rilascio di garanzia.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 30 giugno 2019 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 740 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 40 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 553 milioni di euro. La gestione del rischio di liquidità è perseguita dal Gruppo anche mantenendo in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire alla società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 30 giugno 2019 tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.438 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 30 giugno 2019 non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di potenziali eventi che possano provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Questa tipologia di rischi riguarda tutte le attività del Gruppo, con particolare riferimento allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica.

A presidio di tali potenziali eventi di rischio il Gruppo ha posto in essere azioni di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di deposito e stoccaggio dei materiali di rifiuto 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 particolare attenzione, nell'ambito delle attività di acquisizione di nuovi asset, alla eventuale presenza di "passività ambientali", vale a dire quelle situazioni di rischio o non conformità latenti connesse al funzionamento degli stabilimenti e collegate alle precedenti gestioni, al fine di porre in atto tutte le misure volte alla loro rimozione.

Il Gruppo 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 è in fase conclusiva un'attività di ricerca, sperimentazione e selezione di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni di microinquinanti, in linea con le migliori tecnologie disponibili. 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. A tal fine è stato istituito anche un gruppo di lavoro trasversale con lo scopo di gestire la tematica in modo omogeneo tra le varie società e siti della *Business Unit* Ambiente, allineandosi alle *best practice* interne.

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 operativo 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 tavoli di lavoro per la definizione e l'applicazione dei BREFs (*Best Available Techniques Reference Documents*) quali ad esempio quelli, per il *Waste Treatment* e per il *Waste Inceneration*.

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* della recente legge di conversione del cosiddetto D.L. "Sblocca Cantieri" nella parte relativa all'*End of Waste*.

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali in seguito all'emanazione della Legge 68/2015 è stato completato per la capogruppo e per le principali società ed è in fase di progressiva estensione presso tutte le società del Gruppo nonché quelle di recente costituzione e/o acquisizione.

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 il *Customer Relationship Management - CRM*, la fatturazione e la gestione del credito, si evidenzia come siano state pianificate ed avviate le attività volte alla definizione e successiva implementazione di attività di razionalizzazione e rinnovamento delle piattaforme esistenti. 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*. Infine, sono in corso di implementazione le attività collegate al *masterplan* organico della sicurezza ICT previste per il triennio 2018/2020. 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*. 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, a partire dall'esercizio precedente, l'azienda ha messo in atto una serie di attività finalizzate ad intraprendere il percorso operativo di integrazione con il Gruppo A2A; a tale proposito, è opportuno 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.

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. In tal senso è stato recentemente aggiornato il modello di gestione degli appalti in materia di 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 Units* 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'*équipe* 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, 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.



10

Gestione
responsabile
della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità

Da ormai più di un ventennio le tematiche legate alla sostenibilità rappresentano un punto di attenzione nelle agende politiche dei Paesi, data la diffusa, e sempre maggiore, consapevolezza da parte di governi, imprese e società civile sulla necessità di attivare azioni concrete volte a garantire uno sviluppo sostenibile. Un ruolo di ulteriore traino a questa tendenza lo sta svolgendo l'Agenda ONU al 2030, con i suoi 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile.

A2A, nell'aprile del 2016, ha ridisegnato la propria strategia di sostenibilità 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*. Anche quest'anno i nostri impegni ed azioni di miglioramento sono stati definiti nel Piano di Sostenibilità, aggiornato con il nuovo orizzonte temporale 2019-2023 ed integrato all'interno del 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 dallo scorso anno è anche la Dichiarazione Non Finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/16. Questo documento, nel tempo, ha assunto forme e denominazioni differenti, ma 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).

Anche quest'anno, nel documento, è stato inserito il monitoraggio del Piano di Sostenibilità, che ha evidenziato come la maggior parte dei 77 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 KPI ambientali combinati con il *rating* annuale ESG di Standard Ethics.

La rendicontazione delle *performance* di sostenibilità sta proseguendo anche a livello territoriale. In particolare, nella prima parte del 2019, sono stati pubblicati, e presentati in eventi pubblici, il Bilancio di Sostenibilità 2018 di Valtellina-Valchiavenna, quello del Piemonte e quello di Milano. I documenti, anche per quest'anno, contengono una descrizione del contributo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'ONU con riferimento al territorio e prevedono una versione cartacea di sintesi e una di approfondimento sul *web*. All'interno della piattaforma www.forumascoltoa2a.eu è stata creata una sezione dedicata, nella quale è possibile approfondire le *performance* del Gruppo sui diversi territori, oltre che ripercorrere le informazioni e i progetti che A2A ha realizzato nel 2018.

Nell'ambito del programma di ascolto degli *stakeholder*, denominato forumAscolto, è proseguito l'impegno di A2A nel supporto dei progetti selezionati attraverso la *call to action* "creiAMO FVG". "Albergo diffuso Sauris", che ha vinto per la provincia di Udine, ha inaugurato il 30 giugno "Sailing Sauris", un programma di servizi che stimolano un turismo attivo, dando la possibilità ai visitatori di noleggiare barche a vela, canoe, ecc..

Sempre nell'ambito del coinvolgimento dei territori su tematiche di sostenibilità, il 1° febbraio 2019, a seguito del forumAscolto Piemonte, che si è svolto ad Asti il 22 novembre 2018, è stata lanciata la "*call for ideas*" "creiAMO PIEMONTE", con l'obiettivo di supportare iniziative in grado di creare valore condiviso, focalizzate su due aree tematiche: 1) lo sviluppo dell'uso di fonti rinnovabili e di risorse locali per la produzione di energia; 2) la realizzazione di iniziative di promozione della sostenibilità ambientale e sociale, concentrando l'attenzione sulla fascia dei giovani. Nell'evento di presentazione del Bilancio di Sostenibilità 2018 del Piemonte, sono stati decretati vincitori il progetto "Mercato Circolare" e il progetto "Musicanti di Brema", a cui sarà garantito, come nel caso del Friuli Venezia Giulia, 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.

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* con 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 in difficoltà mediante supporto economico e avviamento al lavoro.

Per quanto concerne le attività *educational*, si è chiuso il concorso “Missione Terra *Global Goal Protocol*” lanciato 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. Hanno partecipato 210 classi di 127 scuole italiane.

E ancora è stato lanciato il nuovo sito per la scuola, un’unica innovativa piattaforma *digital*, dove è possibile trovare moltissime informazioni relative alle iniziative dedicate da A2A alle scuole, tutte gratuite, su tematiche quali l’energia e l’ambiente, le nuove tecnologie applicate ai servizi per le città, la sostenibilità e gli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Infine nel primo semestre del 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.

10
Gestione
responsabile
della
sostenibilità

Gestione
responsabile della
sostenibilità



11

Attestazione del
bilancio semestrale
abbreviato ai sensi
dell'art. 154-bis comma 5
del D.Lgs. 58/98

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98



Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D. Lgs. 58/98

1. I sottoscritti Luca Camerano, in nome e per conto dell'intero Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., e Andrea Crenna, in qualità di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di A2A S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n.58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre del 2019.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Milano, 2 agosto 2019


Luca Camerano
(per il Consiglio di Amministrazione)


Andrea Crenna
(Dirigente preposto alla
redazione dei documenti contabili societari)

A2A S.p.A.

Sede legale:
Via Lamarmora, 230
25124 Brescia
Tel. +39 030 3553.1
Fax +39 030 3553.204

Sede direzionale e amministrativa:
Corso di Porta Vittoria, 4 - 20122 Milano
Tel. +39 02 7720.1 • Fax +39 02 7720.3920
E-mail info@a2a.eu • PEC a2a@pec.a2a.eu
Web www.a2a.eu

Capitale Sociale euro 1.629.110.744,04 i.v.
codice fiscale, partita IVA e n. iscrizione
Registro Imprese Brescia 11957540153
REA Brescia n. 493995

Relazione della Società di Revisione



A2A S.p.A.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato



EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
A2A S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, dal prospetto di conto economico consolidato, dal prospetto di conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note illustrative della A2A S.p.A. e controllate (Gruppo A2A) al 30 giugno 2019. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo A2A al 30 giugno 2019 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 5 agosto 2019

EY S.p.A.

Paolo Zocchi
(Socio)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited