

2026

al 30 giugno 2026



Albero della circolarità

Ha radici forti nel territorio.
Trasforma il sole in energia vitale.

Fa un uso circolare di ogni
risorsa e i suoi frutti nutrono
le nuove generazioni.



2026

al 30 giugno 2026

Organi sociali

5

1

Dati di sintesi del Gruppo A2A

1.1	<i>Business Units</i>	8
1.2	Aree geografiche di attività	10
1.3	Struttura del Gruppo	12
1.4	Principali Indicatori Finanziari al 30 giugno 2026	13
1.5	Azionariato	16
1.6	A2A S.p.A. in Borsa	17

2

Sostenibilità e finanza sostenibile

2.1	Sostenibilità e finanza sostenibile	22
-----	-------------------------------------	----

3

Risultati consolidati e andamento della gestione

3.1	Sintesi economica, patrimoniale	30
3.2	Eventi di rilievo del periodo	39
3.3	Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2026	41
3.4	<i>Climate change</i>	42
3.5	Tassonomia	50
3.6	Evoluzione prevedibile della gestione	51

4

Scenario e Mercato

4.1	Quadro macroeconomico	54
4.2	Andamento del mercato energetico	57

5

Risultati per settore di attività

5.1	Risultati per settore di attività	62
5.2	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>	65
5.3	<i>Business Unit</i> Mercato	68
5.4	<i>Business Unit</i> Circular Economy	71
5.5	<i>Business Unit</i> Smart Infrastructures	76
5.6	<i>Corporate</i>	79

6

Prospetti contabili del bilancio consolidato semestrale abbreviato

6.1	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	82
6.2	Conto economico consolidato	84
6.3	Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo consolidato	85
6.4	Rendiconto finanziario consolidato	86
6.5	Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato	88

7

Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato

7.1	Bilancio consolidato semestrale abbreviato	94
7.2	Variazioni di principi contabili internazionali	95
7.3	Area e procedure di consolidamento	98
7.4	Operazioni <i>IFRS 3 revised</i>	103
7.5	Stagionalità dell'attività	105
7.6	Risultati per settore di attività	106
7.7	Note esplicative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria	110
7.8	Indebitamento finanziario netto	137
7.9	Note esplicative alle voci di Conto economico	139
7.10	Risultato per azione	148
7.11	Nota sui rapporti con le parti correlate	149
7.12	Eventi ed operazioni significative non ricorrenti (ai sensi della Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006)	152
7.13	Garanzie e impegni con terzi	153
7.14	Altre informazioni	154

8

Allegati alle Note esplicative al bilancio consolidato semestrale abbreviato

8.1	Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato	188
8.2	Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto	194
8.3	Elenco delle partecipazioni in altre imprese	195

9

Evoluzione della normativa e impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A

9.1	<i>Business Unit</i> Generazione e Trading	198
9.2	<i>Business Unit</i> Mercato	203
9.3	<i>Business Unit</i> Circular Economy	206
9.4	<i>Business Unit</i> Smart Infrastructures	213
9.5	Provvedimenti <i>Antitrust</i>	220

10

Rischi e incertezze

10.1	Rischi e incertezze	224
------	---------------------	-----

11

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

242

12

Relazione della Società

246

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Roberto Tasca

Vice Presidente

Flavio Pasotti

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Renato Mazzoncini

Consiglieri

Elisabetta Bombana
Vincenzo Cariello
Susanna Dorigoni
Gaia Griccioli
Karina Audrey Litvack
Mario Motta
Nicla Picchi
Elisabetta Pistis
Maurizio Tira

Collegio Sindacale

Presidente

Silvia Muzi

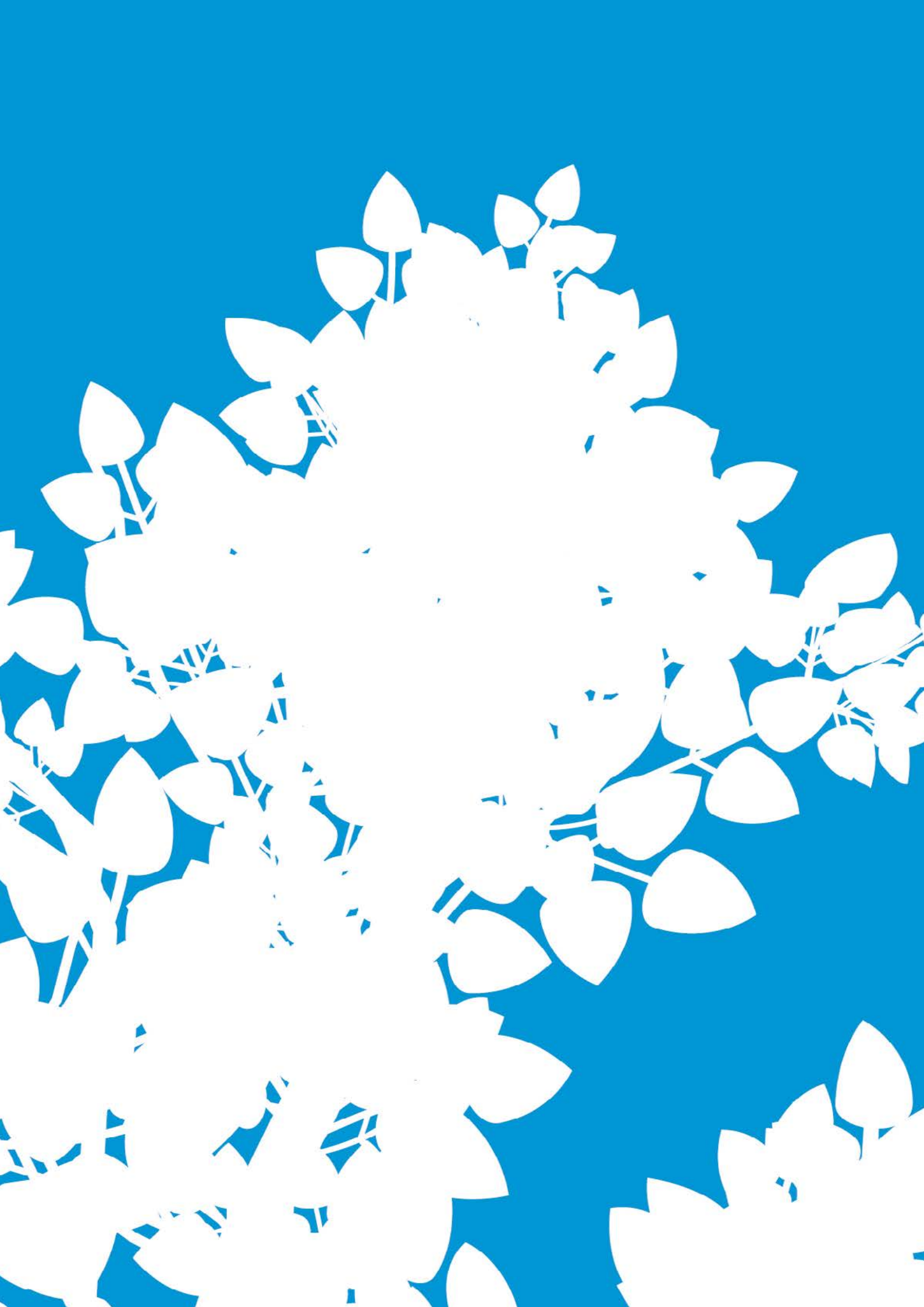
Sindaci Effettivi

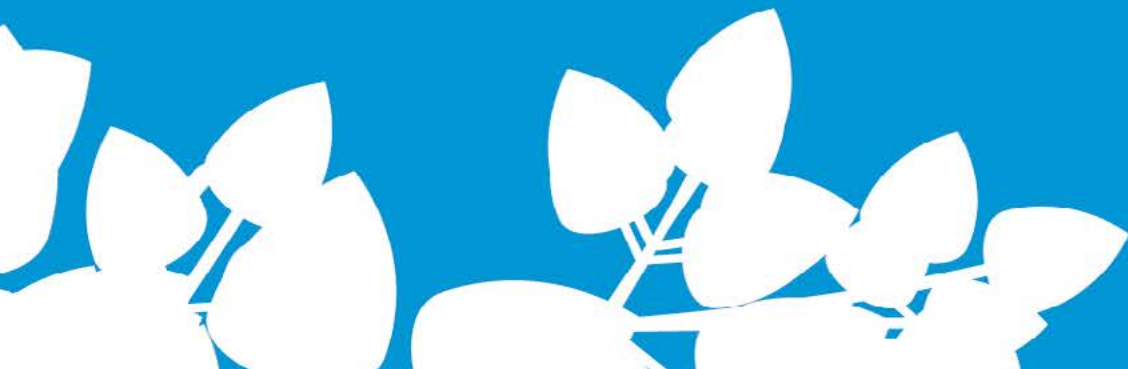
Sergio Carteny
Simonetta Ciochi

Sindaci Supplenti

Vieri Chimenti
Elisabetta Migliorati

KPMG S.p.A.





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:

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici, idroelettrici ed altre rinnovabili
- *Energy Management*

Mercato

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

Circular Economy

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico
- Ciclo idrico integrato
- Servizi di Teleriscaldamento
- Servizi di gestione calore

Smart Infrastructures

- Reti elettriche
- Reti gas
- Sviluppo e gestione di infrastrutture tecnologiche per servizi digitali integrati
- Illuminazione pubblica

Corporate

- *Servizi corporate*

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

Organi sociali	1	Dati di sintesi del Gruppo A2A	2	Sostenibilità e finanza sostenibile	3	Risultati consolidati e andamento della gestione	4	Scenario e Mercato	5	Risultati per settore di attività	6	Prospetti contabili del bilancio consolidato semestrale abbreviato	7	Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato	8	Allegati alle Note esplicative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	9	Evoluzione della normativa e impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	10	Rischi e incertezze	11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154- <i>bis</i> comma 5 del D.Lgs. 58/98	12	Relazione della Società di Revisione
----------------	---	--------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------	---	-----------------------------------	---	--	---	---	---	--	---	---	----	---------------------	----	---	----	--------------------------------------

Aree geografiche di attività

Impianti

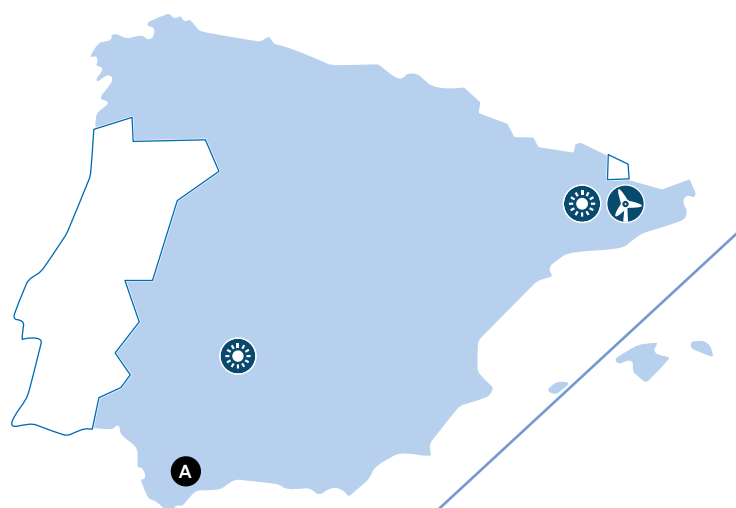
Energia	Termoelettrico	
	Idroelettrico	
	Fotovoltaico	
	Eolico	
Ambiente	Termovalorizzatore	
	Impianto trattamento rifiuti	
	Impianto recupero materia	
	Discarica	
	Produzione biogas/biometano	

Servizi

Rifiuti	Raccolta rifiuti	
Distribuzione e trasporto	Distribuzione energia elettrica	
	Distribuzione gas	
	Trasporto gas	
Teleriscaldamento	Teleriscaldamento	
Acqua	Servizio idrico integrato	
Illuminazione	Illuminazione pubblica	
Mobilità elettrica	Colonnine ricarica e-Moving	

A Il Gruppo A2A è presente anche in Spagna, UK, Grecia e Croazia con alcune *partnership* tecnologiche legate ad attività della *BU Circular Economy*.

Dal 2026 il Gruppo è presente in Piemonte anche con il servizio di raccolta rifiuti.



Lombardia

Milano



Brescia - Sede Legale



Sondrio



Bergamo



Pavia



Varese



Como



Mantova



Lodi



Cremona

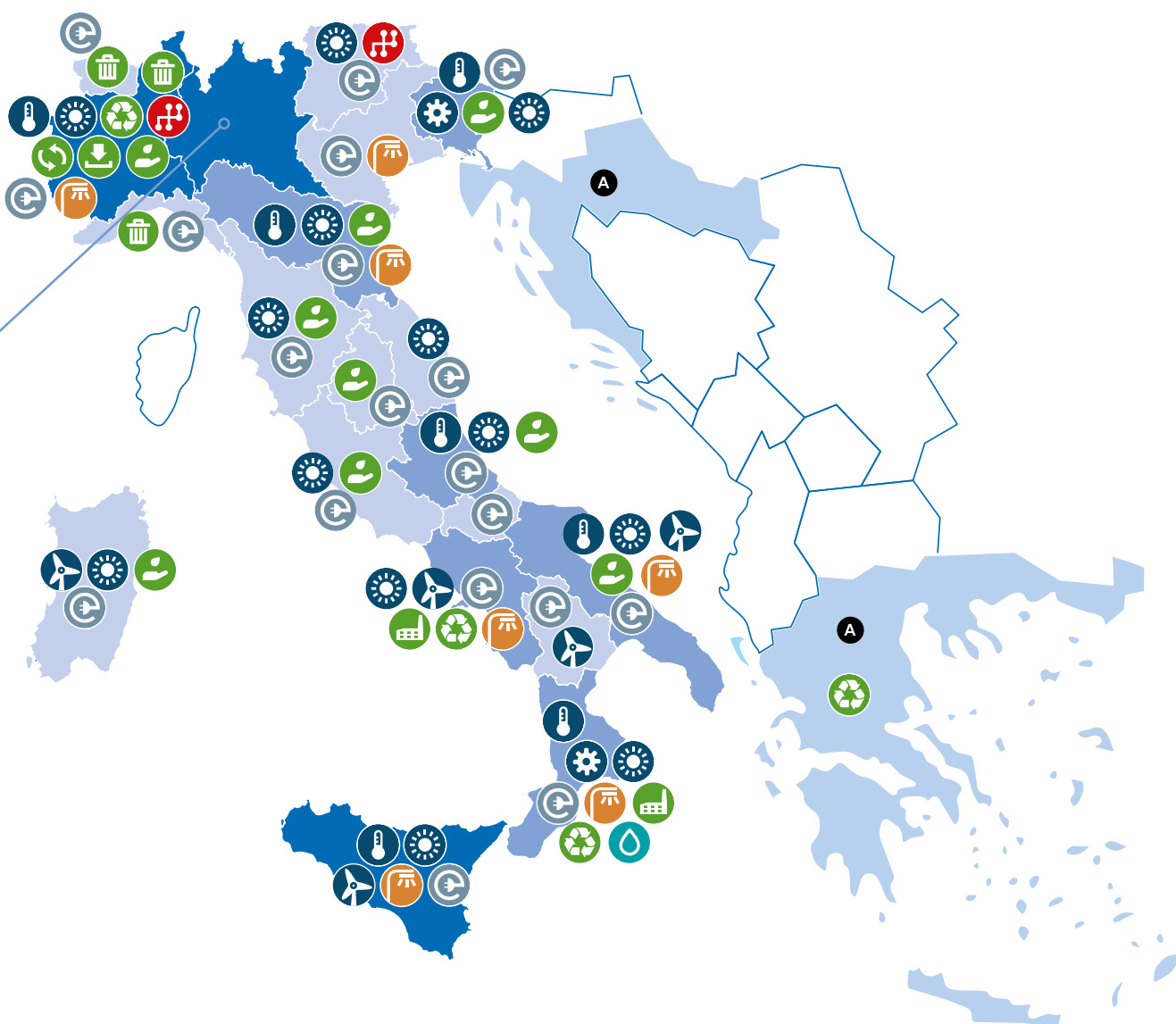


Monza e Brianza



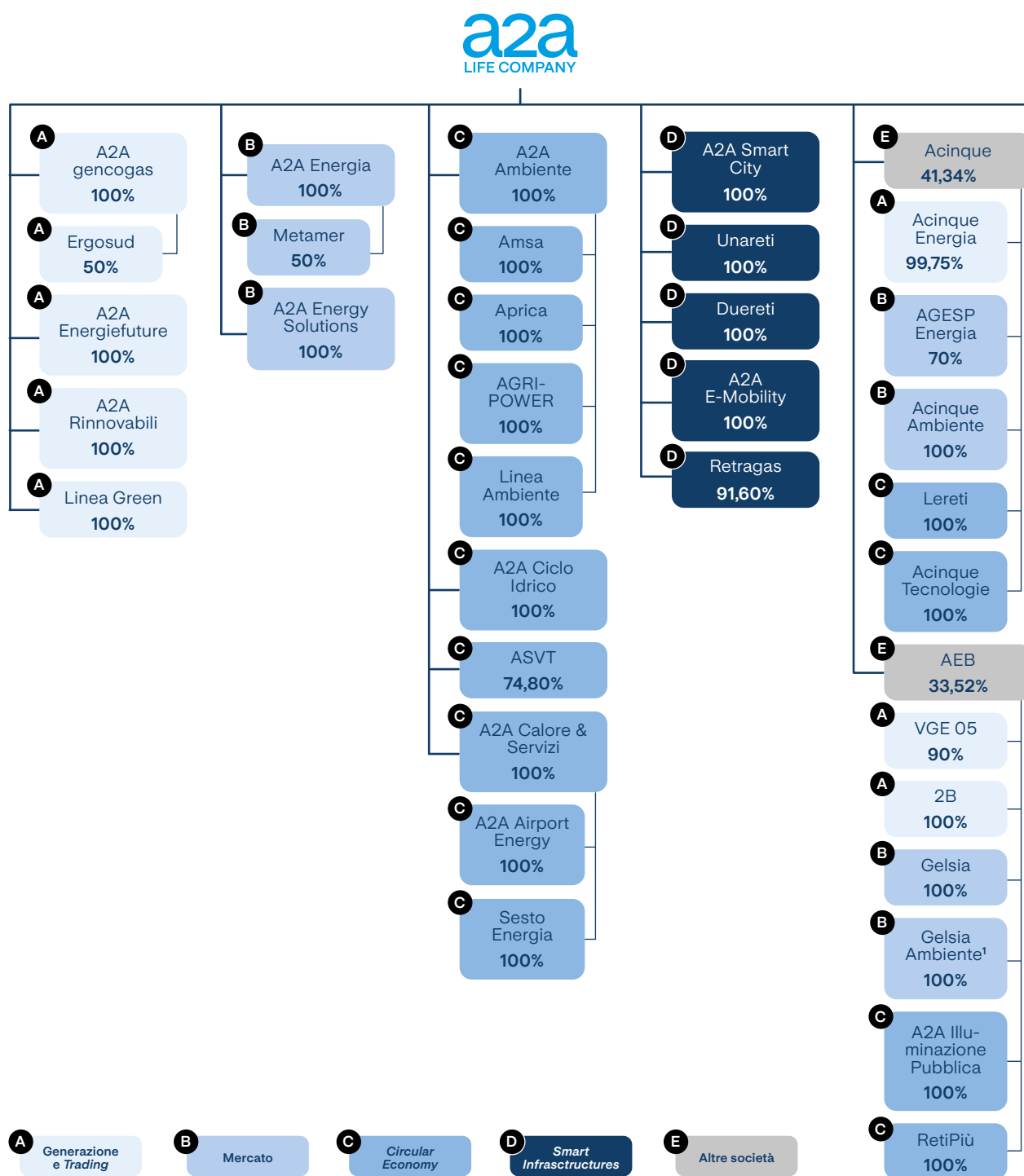
Lecco





Struttura del Gruppo

Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A. Si rinvia agli allegati alle Note esplicative per il dettaglio completo delle partecipazioni.



1. Il 30% detenuto tramite A2A Integrambiente S.r.l..

1.4

Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2026^(*)

8.425

milioni di euro

Ricavi

1.181

milioni di euro

Margine operativo lordo

364

milioni di euro

Risultato del periodo

Dati economici

milioni di euro

	01.01.2026	01.01.2025 30.06.2025 <i>Restated(**)</i>
Ricavi	8.425	6.899
Costi operativi	(6.761)	(5.203)
Costi per il personale	(483)	(465)
Margine operativo lordo	1.181	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(540)	(514)
Risultato operativo netto	641	717
Gestione finanziaria	(82)	(83)
Risultato al lordo delle imposte	559	634
Imposte sui redditi	(175)	(184)
Quota di risultato di pertinenza di terzi	(20)	(23)
Quota di risultato di pertinenza del Gruppo	364	427
Margine operativo lordo / Ricavi	14,0%	17,8%

(**) I valori al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2026 per recepire alle voci "ammortamenti" (+9 milioni di euro) e "imposte sui redditi" (-2 milioni di euro) gli effetti della *Purchase Price Allocation* avvenuta al 31 dicembre 2025 per l'acquisizione di Duereti S.r.l.. I valori al 30 giugno 2025 recepiscono inoltre la riclassificazione alla voce «ricavi» degli effetti dell'aggiustamento prezzo per l'acquisizione della partecipazione in Tecnoa (*Wte Crotone*) avvenuta nel 2021 in coerenza con quanto esposto nel conto economico del bilancio al 31 dicembre 2025 (+7 milioni di euro) e l'iscrizione del *Badwill* per la conclusione della *Purchase Price Allocation* per l'acquisizione di Biomax S.r.l. (+1 milione di euro).

(*) I dati valgono quali indicatori di *performance* come richiesto dall'ESMA/2015/1415.
Per la descrizione degli Indicatori Alternativi di *Performance* utilizzati dal Gruppo si rimanda alla Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2025.

Dati Patrimoniali

milioni di euro

		31.12.2025
Capitale investito netto	12.303	11.964
P.N. del Gruppo e di terzi	6.517	6.490
Posizione finanziaria netta consolidata	(5.786)	(5.474)
Posizione finanziaria netta consolidata / P.N. del Gruppo e di terzi	0,89	0,84
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA <i>Rolling</i> (*)	2,6	2,4

(*) EBITDA degli ultimi 12 mesi.

Dati Finanziari

milioni di euro

	01.01.2026	01.01.2025 30.06.2025 <i>Restated (**)</i>
Flussi finanziari netti da attività operativa	414	859
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(824)	(286)
<i>Free cash flow</i> (dato Rendiconto finanziario)	(410)	573

(**) I valori al 30 giugno 2025 recepiscono gli effetti derivanti dal completamento della PPA di Duereti S.r.l..

Scenario Energetico

		30.06.2025
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Base load</i> (Euro/MWh)	127	120
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peak load</i> (Euro/MWh)	128	124
Prezzo medio del gas al PSV ⁽¹⁾ (Euro/MWh)	44	43
Prezzo medio diritti di emissione <i>EU ETS</i> ⁽²⁾ (Euro/tonn)	77	73

(1) Prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano.

(2) *EU Emissions Trading System*.

KPI quantitativi		30.06.2025
------------------	--	------------

Generazione e Trading

Produzione termoelettrica (GWh)	3.365	3.258
Produzione idroelettrica (GWh)	1.871	1.973
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	3.364	4.773
EE venduta in Borsa (GWh)	10.242	6.134

Mercato

EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	15.917	12.828
POD Energia Elettrica (#/1000)	2.054	2.122
<i>di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero</i>	1.586	1.594
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	1.477	1.552
PDR Gas (#/1000)	1.461	1.528
<i>di cui PDR Gas Mercato Libero</i>	1.284	1.360

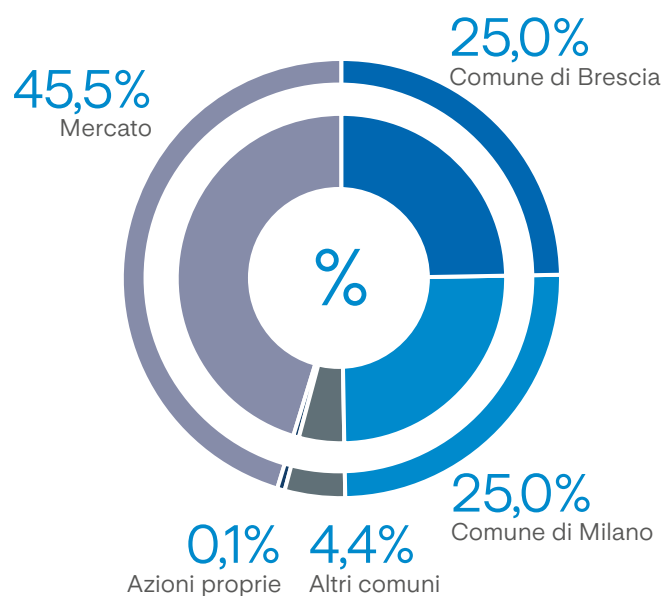
Smart Infrastructure

EE distribuita (GWh)	9.767	9.410
Gas distribuito (Mmc)	1.007	1.468
RAB Energia Elettrica (M€)	1.826	1.636
RAB Gas (M€)	1.381	1.794

Circular Economy

Rifiuti raccolti (Kton)	946	955
Residenti serviti (#/1000)	4.110	3.953
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.326	2.421
Energia elettrica venduta da WTE e altri impianti (GWh)	1.013	1.105
Acqua distribuita (Mmc)	33	33
Vendita calore (GWht)	1.689	1.743
Vendita freddo (GWht)	53	52
Energia elettrica da cogenerazione (GWh)	430	367

Azionariato^(*)



Dati societari di A2A S.p.A.

		31.12.2025
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)	4.478.645	4.147.087

(*) Fonti: Libro Soci aggiornato alla data di distribuzione del dividendo (20 maggio 2026) e comunicazioni ricevute ai sensi dell'Art. 120 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 ("TUF").

1.6

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 30/06/2026 (milioni di €)	7.080
Prezzo al 30/06/2026 (€/azione)	2,26
Capitale sociale al 30/06/2026 (azioni)	3.132.905.277

	Primi sei mesi 2026	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di €)	7.461	7.283
Volumi medi giornalieri (azioni)	10.693.335	9.738.768
Prezzo medio (€/azione)	2,38	2,32
Prezzo massimo (€/azione)	2,62	2,72
Prezzo minimo (€/azione)	2,20	2,10

Fonte: Bloomberg

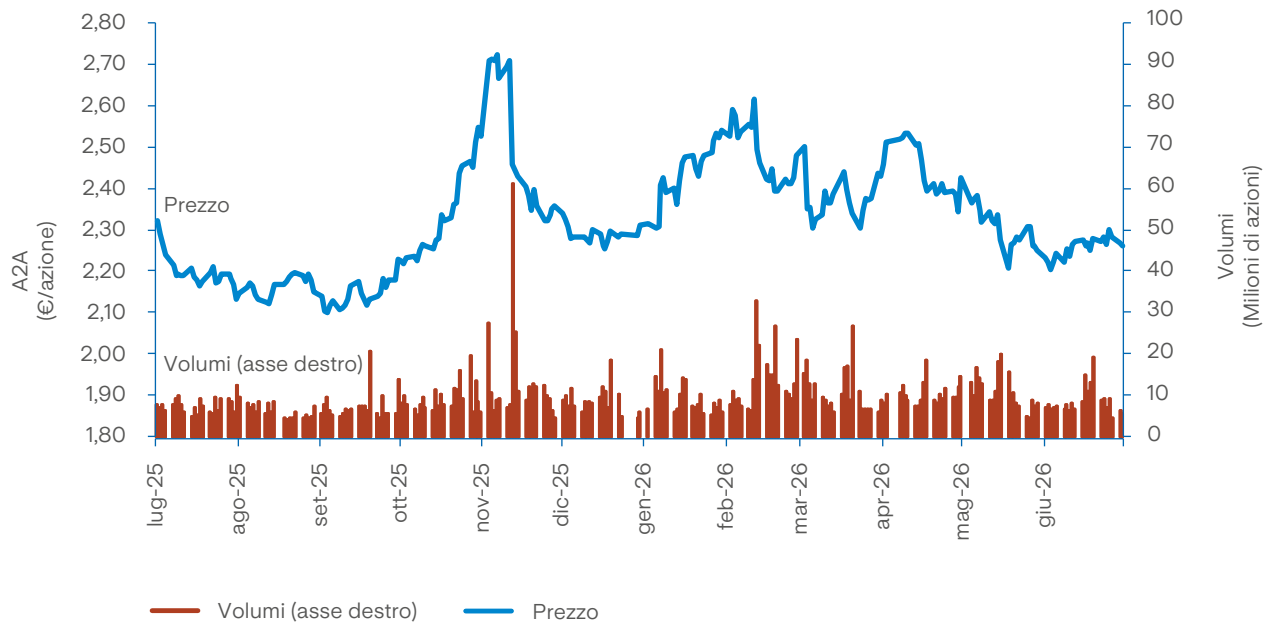
Il 20 maggio 2026 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,104 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A	Indici ESG
FTSE MIB	MIB ESG
STOXX Europe 600	FTSE4Good
STOXX Europe 600 Utilities	ECPI Indices
EURO STOXX	EURO STOXX Sustainability
EURO STOXX Utilities	Euronext Equileap Gender Equality Eurozone 100
MSCI Europe Small Cap	Solactive Climate and Energy Transition Index
WisdomTree International Equity	
S&P Global Mid Small Cap	
S&P Global Dividend Aristocrats	

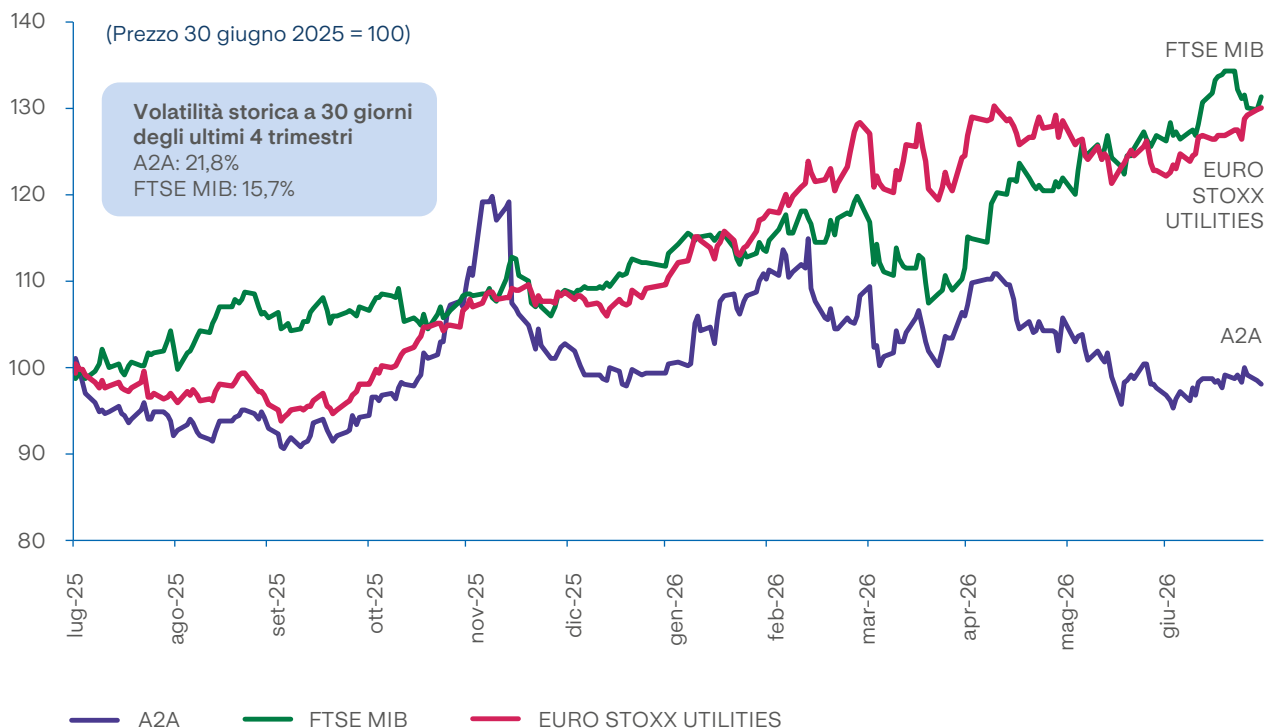
A2A ha ottenuto i seguenti *rating* ESG:

Questionario	Rating
CDP Climate Change	A-
CDP Water	B
FTSE ESG Rating	3,7/5
ISS ESG	B-
MSCI	A
LSEG/Refinitiv	A-
S&P CSA	70/100
Sustainalytics	28,1/40
Vigeo	62/100

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES



Rating

		Attuale
Standard & Poor's	Rating M/L Termine Rating Breve Termine Outlook	BBB A-2 Stabile
Moody's	Rating M/L Termine Outlook	Baa2 Stabile

Fonti: agenzie di rating

Il primo semestre del 2026 è stato contraddistinto da un'elevata volatilità dei mercati, con una prima parte dell'anno debole seguita da un significativo recupero nel secondo trimestre. Dopo un avvio positivo, i listini hanno registrato una correzione nel mese di marzo, a seguito dell'*escalation* del conflitto tra USA/Israele e Iran, che ha riaperto i timori inflazionistici attraverso il rialzo dei prezzi dell'energia.

Nel secondo trimestre il miglioramento del contesto geopolitico, il calo delle quotazioni del petrolio e il rinnovato interesse per l'Intelligenza Artificiale hanno favorito il recupero dei listini. Le principali borse europee hanno chiuso il semestre in rialzo (IBEX Madrid +12,2%, FTSE 100 Londra +5,6%, CAC 40 Parigi +2,9%, DAX Francoforte +2,1%). Positive anche le piazze statunitensi (S&P 500 +8,7%, Nasdaq +11,9%), sostenute dalla forte crescita dei titoli *big tech* nel secondo trimestre. In Asia si è distinto il Nikkei Tokyo (+39,2%), grazie alla *performance* dei titoli legati all'Intelligenza Artificiale, agli stimoli fiscali ed alla debolezza dello yen.

Il FTSE MIB ha registrato una crescita significativa (+15,0%), raggiungendo nuovi massimi storici e sovraperformando gran parte dei principali mercati europei. Spiccano le *performance* dei comparti tecnologico (+145,8%), telecomunicazioni (+30,6%), beni e servizi industriali (+24,8%), principalmente per la domanda legata ad infrastrutture elettriche e *data center*. Molto positivo l'andamento del comparto

energetico/petroliero (+29,7%) per l'incremento del prezzo del petrolio, mentre prosegue il calo del comparto automobilistico (-13,9%) per la debolezza del settore europeo. Nel primo semestre il settore *utilities* italiano ha registrato un andamento positivo (+11,0%), guidato soprattutto dalla *performance* delle società più esposte alle reti e alla generazione rinnovabile.

Nel semestre A2A ha registrato una *performance* negativa (-2,2%), chiudendo a 2,26 euro/azione con una capitalizzazione di circa 7,1 miliardi di euro. Dopo un avvio d'anno favorevole, sostenuto dallo scenario energetico e dalle raccomandazioni positive di alcuni analisti, il titolo ha risentito dell'incertezza normativa sul settore in Italia (Decreto Bollette), dell'incremento dei tassi d'interesse della BCE a seguito della crescita dell'inflazione, nonché dell'aumento delle posizioni corte. Infine, si segnala lo stacco del dividendo (10,4 c€/azione), avvenuto il 18 maggio.

Il settore *utilities* dell'area Euro è risultato in crescita (+16,7%) grazie alla *performance* dei principali operatori integrati e di quelli attivi nei *business* regolati. Pur in un contesto caratterizzato dal graduale ritorno a politiche monetarie più restrittive, il settore ha beneficiato di *trend* strutturali favorevoli, tra cui il ruolo sempre più centrale delle reti elettriche nel supportare la transizione e la sicurezza energetica, le aspettative di sviluppo dei *data center* in Europa e l'introduzione di un quadro regolatorio più favorevole in Spagna.





Sostenibilità e Finanza Sostenibile

La creazione di valore del Gruppo si basa sull'utilizzo efficiente delle risorse, che opportunamente valorizzate dal modello di *business*, permettono di raggiungere gli *outcome* prefissati. Gli *input* che permettono al Gruppo di operare sono molteplici: risorse economiche, infrastrutture, risorse naturali come l'acqua, il vento, il sole ma anche gas naturale, le persone e le loro conoscenze e competenze e tutte le relazioni con gli *stakeholder* e tutti gli altri attori della catena del valore. L'*outcome* finale previsto dal Piano Industriale del Gruppo A2A è quello di promuovere la transizione energetica e lo sviluppo di modelli di economia circolare e quindi creare valore sostenibile per le persone e i territori, migliorando la vita delle persone.

Dal 2024 il Gruppo rendiconta le proprie attività e *performance* attraverso la Rendicontazione di Sostenibilità, redatta secondo gli *Standard* EFRAG e in *compliance* con la CSRD e il relativo decreto di recepimento italiano (D.Lgs. 125/2024). La Rendicontazione di Sostenibilità 2025, che rappresenta il capitolo 5 della Relazione sulla Gestione, è stata approvata lo scorso 28 aprile 2026 dall'Assemblea degli Azionisti del Gruppo. Con l'attuale modello di rendicontazione, le tematiche ESG e le informazioni bilancistiche risultano ancora più connesse, dando evidenza di come, all'interno del Gruppo, la sostenibilità sia connaturata nel *business* stesso.

Inoltre, come richiesto dalla normativa, nel documento sono stati rappresentati i *KPI* previsti dal Regolamento UE 2020/852 - Tassonomia degli investimenti sostenibili - relativamente alle attività ammissibili e allineate ai sei obiettivi delineati dal sistema di classificazione tassonomico europeo.

Environmental

L'aggiornamento del Piano Strategico 2024-2035 ha confermato gli obiettivi ambientali già definiti e ha ulteriormente rafforzato l'impegno

e le ambizioni del Gruppo nella transizione ecologica. I due pilastri dell'economia circolare e della transizione energetica continuano a guidare il piano di investimenti. Sono stati aggiornati i *target* di decarbonizzazione in arco Piano e, all'interno del Piano di Transizione Climatica del Gruppo, la strategia di riduzione delle emissioni GHG è stata estesa al 2050, anno in cui il Gruppo si è posto l'ambizione del *Net-Zero*, coerentemente con la visione di un futuro energetico responsabile, nel rispetto delle nuove generazioni e delle risorse del Pianeta. Sono anche proseguite le attività connesse al Piano d'Azione per la tutela della Biodiversità e della Natura. Nel 2026 sono stati organizzati i "*Nature Positive Action Days*", momenti strutturati di ascolto e dialogo con *stakeholder* esterni con l'obiettivo di raccogliere aspettative, priorità e spunti concreti sui risultati emersi.

Nel primo semestre del 2026 A2A ha inoltre avviato importanti iniziative volte a dare concreta attuazione a quanto definito nel Piano Strategico e nel Piano di Transizione Climatica.

In data 9 febbraio 2026, A2A e Sosteneo hanno sottoscritto un *Power Purchase Agreement (PPA)* della durata di 12 anni per la fornitura di energia da fonte solare, pari a circa 130 GWh/anno, equivalente al consumo annuale di circa 48 mila famiglie e a quasi 60 mila tonnellate di CO₂ evitate.

Nell'ambito del rafforzamento delle infrastrutture energetiche funzionali alla transizione, la Banca europea per gli investimenti (BEI) ha accordato ad A2A un finanziamento da 200 milioni per lo sviluppo e ammodernamento delle reti di distribuzione elettrica in Lombardia. Il piano prevede investimenti che riguarderanno il rinnovo di circa 450 km di rete in media tensione e di circa 140 km in bassa tensione e la ricostruzione di quasi 800 cabine secondarie. Le stime indicano che gli interventi di ammodernamento del sistema di distribuzione consentiranno una riduzione annua delle emissioni di circa 6,9 kilotonnellate di CO₂.

Parallelamente, è proseguito l'impegno di A2A per la tutela dell'acqua e per la realizzazione di infrastrutture idriche strategiche per il territorio. A maggio sono stati inaugurati due nuovi depuratori nella provincia di Brescia: il depuratore di Visano e quello di Pralbolino. Il primo depuratore rappresenta un'infrastruttura dimensionata per 20mila abitanti equivalenti, con un investimento complessivo di oltre 50 milioni di euro, considerando anche la realizzazione di oltre 22 chilometri di nuova rete fognaria. Il depuratore di Pralbolino invece ha una capacità di trattamento pari a 12.000 abitanti equivalenti e ha richiesto un investimento di 12,1 milioni di euro, di cui 9,7 finanziati tramite PNRR. A questi si aggiungono ulteriori 8,9 milioni di euro destinati alle opere di collettamento fognario.

Social

Nell'ambito delle attività di *stakeholder engagement* di Gruppo, il percorso dei Forum *Multistakeholder* di A2A si è rinnovato anche quest'anno, in continuità con l'impegno portato avanti nelle scorse edizioni per il coinvolgimento degli stakeholder locali attraverso attività di dialogo e ascolto. Nel 2026, il programma dei Forum "Transizione giusta: un'impresa comune" prevede 15 tappe in tutta Italia, di cui 4 dedicate all'ascolto delle giovani generazioni.

Il *format* ha l'obiettivo di rispondere ad alcune delle esigenze emerse dal percorso dei Forum *Multistakeholder* 2025, in cui è stato evidenziato come il contesto sociale, demografico e culturale rivesta un ruolo cruciale a sostegno della competitività attuale e futura delle aziende locali, oltre che rappresentare una condizione fondamentale per lo sviluppo sostenibile delle attività produttive.

Il percorso del 2026 «La Transizione giusta: un'impresa comune» è stato quindi strutturato a partire dalle principali evidenze raccolte nel 2025, in particolare:

- difficoltà nell'attrarre e trattenere talenti per crescere: è stata registrata come una delle maggiori preoccupazioni delle PMI, che vedono nelle proprie persone il primo potenziale di crescita;
- la sostenibilità è spesso ridotta alla dimensione «E»: le aziende puntano a efficienza e decarbonizzazione e trascurano la «S» e la «G». Ne deriva una visione non integrata, fatta di interventi tecnici più che di strategie con impatto sociale sul territorio. Per questo motivo è necessario riporre il focus anche sulla dimensione Sociale;
- formazione e cambiamento culturale sono aspetti fondamentali: per risolvere la carenza di talenti, vanno valorizzate le competenze a disposizione, anche tramite collaborazioni con gli istituti ITS, e le PMI devono disporre delle risorse, anche sociali, per rinnovarsi.

Il percorso 2026 avrà quindi un focus sulla dimensione «S» della sostenibilità e prevede due percorsi paralleli di ascolto e confronto: in 10 tappe con le imprese locali e in 4 territori con i giovani agli ultimi anni delle superiori per mettere a fuoco le sfide sociali che frenano la competitività delle PMI e comprendere le loro esigenze e aspettative. Integrando queste due prospettive stiamo lavorando all'elaborazione di un *Toolkit* con istruzioni operative per supportare le PMI nello sviluppo della loro competitività.

Per indirizzare al meglio l'elaborazione dello strumento abbiamo istituito un *Advisory Board* composto da esperti con esperienza e interesse diretto verso il mondo delle PMI sotto il profilo ESG, come rappresentanti di banche e fondi d'investimento, assicurazioni e grandi aziende, ma anche associazioni industriali, enti di ricerca e *opinion leader*. Parallelamente, stiamo sviluppando un'*Academy online* per supportare

con approfondimenti e formazione continua in digitale tutti i fornitori e i partecipanti ai Forum, spiegando *step-by-step* i contenuti del *Toolkit* e approfondendo temi chiave per la filiera da un punto di vista operativo.

Come negli anni precedenti, in ogni tappa dei Forum *Multistakeholder* vengono presentati i Bilanci di Sostenibilità Territoriali. Il programma è stato avviato a maggio e i territori coinvolti fino al mese di giugno sono stati Mantova il Piemonte, Friuli-Venezia-Giulia, Bergamo e la Puglia, a cui seguiranno Brescia, Cremona, Valtellina – Valchiavenna, Milano, Calabria, Campania, Sicilia, Liguria, Monza e Brianza e Abruzzo.

Le iniziative di *engagement* favoriscono la condivisione delle conoscenze e la creazione o il rafforzamento di sinergie tra attori diversi su tematiche che richiedono un approccio cooperativo. Con l'obiettivo di valutare il valore generato dalle attività di *stakeholder engagement*, nel marzo 2026 A2A ha presentato il report "*Engagement Value Index*", sviluppato con SDA Bocconi School of Management e con il contributo di TEHA (*The European House – Ambrosetti*), che misura gli effetti prodotti sia sui territori sia sul *business* attraverso due indicatori complementari.

Nel 2026, le attività educative dedicate alle scuole sono proseguite in continuità con l'offerta formativa avviata nell'anno scolastico 2025-26. Il Gruppo, nell'anno scolastico appena terminato, ha coinvolto circa 200.000 tra studenti e docenti in visite didattiche agli impianti e in progetti di educazione ambientale a livello nazionale e territoriale, anche attraverso la collaborazione con *partner* e *stakeholder* istituzionali.

Dopo il grande successo delle prime due edizioni, che hanno coinvolto oltre 155.000 alunni, "Futuro in Circolo" è tornato nelle classi anche per l'anno scolastico 2025-26. Il progetto educativo nazionale di A2A ha invitato studenti e studentesse di tutte le scuole d'Italia ad unirsi nel Movimento A2A per proteggere il Pianeta e promuovere i principi della sostenibilità nei luoghi e nei territori in cui vivono. Al centro di questa terza edizione è stato il tema della biodiversità come filo conduttore per esplorare i grandi

ambiti di energia, economia circolare, acqua e innovazione, mostrando come l'equilibrio naturale sia fondamentale per il futuro del Pianeta.

Nell'anno scolastico 2025-26 sono proseguiti i progetti territoriali di educazione ambientale rivolti alle scuole, confermando l'efficacia di un modello formativo basato su partecipazione, innovazione e collaborazione tra istituzioni, aziende e comunità scolastica. #AmbienteaScuola ha coinvolto le classi III, IV e V delle scuole primarie promuovendo una corretta gestione dei rifiuti e comportamenti ispirati ai principi dell'economia circolare, in collegamento con i valori dei Giochi Olimpici e Paralimpici di Milano-Cortina 2026. Il progetto "Dal piatto al Pianeta: educare al valore del cibo, per una Terra più sana", rivolto alle scuole primarie e secondarie di I grado del Comune di Brescia, ha sensibilizzato studenti, insegnanti e famiglie sull'importanza della sostenibilità alimentare e della lotta allo spreco attraverso percorsi formativi, laboratori esperienziali e attività partecipative. Entrambe le iniziative hanno contribuito a diffondere una cultura della sostenibilità, rafforzando nei più giovani la consapevolezza dell'impatto delle proprie scelte quotidiane sull'ambiente e sul territorio.

In continuità con gli interventi dedicati all'educazione e allo sviluppo delle competenze, A2A in collaborazione con *Generation Italy*, ha portato avanti nel 2025 e nel 2026 un'iniziativa finalizzata a favorire l'occupazione qualificata di giovani in nove Comuni *target* dell'area a nord di Napoli, attraverso percorsi di formazione e accompagnamento nelle professioni più richieste dal mercato del lavoro. Il programma, che prevede la realizzazione di sette corsi nell'arco di due anni per formare complessivamente 140 *NEET*, ha coinvolto allo stato attuale 123 partecipanti formati, con 66 persone assunte. Il tasso di occupazione è del 65% complessivo, pari a 80% a 6 mesi dalla fine dei primi corsi. Inoltre, sono stati attivati ulteriori percorsi formativi, tra cui un corso speciale per l'ottenimento delle patenti C+CQC.

Abbiamo celebrato anche nel 2026 la Giornata Internazionale per le Donne e le Ragazze nella Scienza, una ricorrenza istituita dalle Nazioni Unite

per promuovere l'uguaglianza di genere nella scienza e nella tecnologia. In questa occasione, A2A ha aderito all'iniziativa "Impresa in classe" del Patto per il Lavoro, proposta dall'Assessorato allo Sviluppo Economico e Politiche del Lavoro del Comune di Milano e dedicata alle alunne e agli alunni della scuola secondaria di primo grado. Dal 2 al 5 febbraio, il progetto ha coinvolto 200 studentesse e studenti dell'Istituto Comprensivo via della Commenda di Milano, con il contributo di professioniste e professionisti di aziende e associazioni di categoria per stimolare l'interesse e l'approfondimento delle materie tecnico-scientifiche.

Dal 16 gennaio 2026 è proseguito il programma di acquisto di azioni ordinarie proprie in forza della delibera dell'Assemblea ordinaria dei Soci tenutasi lo scorso 29 aprile 2025, sempre con l'obiettivo di dotare la Società della provvista azionaria necessaria a dare attuazione al Piano di Azionariato Diffuso 2025-2027 denominato "A2A *LIFE Sharing*" e di perseguire finalità di gestione corrente (ivi incluso l'investimento e la gestione della liquidità) e progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la Società intende perseguire in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

Il Gruppo, con questa iniziativa vuole confermare l'attenzione verso i colleghi e la volontà di rafforzare il loro senso di appartenenza all'azienda. Il progetto *Life Sharing* si propone di coinvolgere i dipendenti nel percorso di crescita della società e condividere i risultati di un lavoro costruito insieme.

A2A *Life Sharing* si pone in linea con le *best practice* nazionali e internazionali e si aggiunge agli interventi di *welfare* già implementati, come il sostegno alla genitorialità con il Piano A2A *Life Caring* che destina 120 milioni di euro al 2035 alle mamme e ai papà del Gruppo.

Finanza sostenibile

Per quanto riguarda la Finanza Sostenibile, a marzo 2026, A2A ha sottoscritto un **nuovo finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti (BEI)** da 200 milioni di euro per

lo sviluppo e l'ammodernamento delle reti di distribuzione elettrica in Lombardia, in coerenza con i *target* di decarbonizzazione nazionali ed europei. A2A sosterrà il rafforzamento, la resilienza e l'incremento della capacità delle infrastrutture elettriche nella provincia di Milano, un'area caratterizzata da elevata densità di carico e crescente domanda di elettrificazione.

Le stime indicano che gli interventi di ammodernamento del sistema di distribuzione consentiranno una riduzione annua delle emissioni di circa 6,9 kilotonnellate di CO₂, pari all'anidride carbonica assorbita annualmente da circa 50.000 alberi.

A2A intrattiene una solida e storica relazione con la BEI a supporto del programma di investimenti del Gruppo. L'istituto europeo finanzia specifici progetti di investimento che rispondono a particolari requisiti di sostenibilità, applicando condizioni economiche generalmente più vantaggiose rispetto alle più comuni forme di finanziamento. Il processo di istruttoria e di controllo periodico della BEI prevede la richiesta di informazioni anche di carattere tecnico-finanziario, nonché la possibilità di ispezionare le sedi/impianti interessati dai progetti finanziati. Il valore complessivo dei finanziamenti sottoscritti dal Gruppo con BEI si attesta a circa 839 milioni di euro al 30 giugno 2026.

Grazie alle azioni portate avanti nel corso degli ultimi anni nell'ambito del *funding*, la quota di debito sostenibile sul totale debito lordo di medio e lungo termine al 30 giugno 2026 risulta pari all'82%.

Inoltre, quest'anno e per il terzo anno consecutivo, A2A è risultata **vincitrice della categoria Best Sustainable Treasury Solution agli Adam Smith Awards 2026** grazie agli strumenti innovativi emessi nel corso dell'ultimo anno:

1. Primo *European Green Bond* sul mercato: a gennaio 2025 A2A ha emesso il suo *European Green Bond* inaugurale dal valore nominale di 500 milioni di euro e durata di 10 anni, il primo sul mercato per questo nuovo strumento. Inoltre, il *bond* è stato il primo ad essere emesso su un Programma *EMTN* approvato in Italia.

2. Primo *Blue Bond* in Italia: a ottobre 2025 A2A ha lanciato un'emissione obbligazionaria con durata di 5 anni in formato *private placement* da 155 milioni di euro. Si tratta del primo *bond* emesso in Italia con etichetta "*Blue*" i cui proventi saranno destinati alla tutela e alla valorizzazione della risorsa idrica finanziando gli "*Eligibile Blue Projects*".

Con riferimento al **Sustainable Finance Framework** e ai **tre KPI** inclusi nella sezione *Sustainability-linked*, si segnala che alla data del 30 giugno 2026, tali *KPI* risultano essere:

1. Fattore emissivo CO₂ di Scope 1 e 2: 265 gCO₂/kWh
2. Capacità installata rinnovabile: 2,7 GW
3. Capacità installata rete elettrica: 9.262 MVA

Il *Sustainable Finance Framework* di A2A è stato pubblicato per la prima volta nel maggio 2021, in sostituzione del primo *Green Financing Framework* del 2019. Il *Framework* integra entrambi gli approcci: *Use of Proceeds* e *Sustainability-Linked*. Successivamente, è stato aggiornato nel 2022 e nel 2024, per poi essere revisionato più recentemente a dicembre 2025.

Inoltre, nel corso del primo semestre, sono state rilasciate per conto di A2A **tre garanzie green aggiuntive, sulla base di un accordo sottoscritto da A2A con Intesa a fine 2024**. Questo accordo consente di utilizzare la linea di credito esistente di 575 milioni di euro per emettere garanzie *green*, ottenendo uno sconto sulle relative commissioni applicate. Le garanzie possono essere classificate come *green* qualora i progetti sottostanti rispettino i criteri di eleggibilità del *Sustainable Finance Framework* di A2A e le linee guida dei *Green Loan Principles* amministrati dalla *Loan Market Association (LMA)*.

Le tre nuove garanzie si aggiungono ad altre undici garanzie emesse l'anno scorso e portando il totale delle garanzie *green* emesse a circa 46 milioni di euro. I progetti sottostanti riguardano i seguenti ambiti: energie rinnovabili, raccolta e trattamento dei rifiuti, gestione sostenibile delle risorse idriche e mobilità elettrica.

Per di più, A2A ritiene cruciale un coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* rilevanti, tra cui investitori, *partner* bancari, legislatori e aziende del proprio settore, per confronto e condivisione delle *best market practice* per accelerare un'azione concreta volta allo sviluppo del mercato.

Sulla base di questo approccio, A2A fa parte del *Corporate Forum on Sustainable Finance (CFSF)* dal 2019, dell'*International Capital Market Association (ICMA)* dal 2024 e anche della *EU Platform on Sustainable Finance 3.0* dal 2026.

L'*ICMA* è l'associazione di categoria promotrice dello sviluppo del mercato dei capitali e dei titoli, che ha, inoltre, il ruolo di Segretariato per i Principi: i *Green Bond Principles*, i *Social Bond Principles*, le *Sustainability Bond Guidelines* e i *Sustainability-Linked Bond Principles*.

A2A fa attualmente parte di diversi gruppi di lavoro ICMA, inclusi:

- i) *Task Force* sugli *Standard* Ufficiali e i *Green Bond Principles*. Nel corso del primo semestre del 2026, A2A ha contribuito all'analisi e al report finale "*Phase 1: Comparison of the Green Bond Principles and the European Green Bond Standard*" che evidenzia gli elementi di convergenza e di differenziazione tra i due *standard* e incoraggia gli emittenti a dimostrare l'allineamento a entrambi, al fine di garantirne il riconoscimento da parte degli investitori a livello globale e la maggior standartizzazione.
- ii) *Working group* sulla *Climate Transition Finance*, che si è concentrato sulla preparazione dei materiali a supporto delle nuove linee guida sui *Transition Bond*. Nel corso del primo semestre A2A ha contribuito, in particolare, alla preparazione dell'analisi di un caso di studio concreto sulla transizione, sulla base dei nuovi criteri definiti dalle linee guida.
- iii) *Task Force* sul *Fintech*, Digitalizzazione e Finanza Sostenibile.

Inoltre, A2A è stata riconfermata come membro *corporate* per l'*Advisory Council*, un organo che ha il compito di aumentare la consapevolezza del mercato in merito ai Principi e promuoverne la sensibilizzazione.

E nel gennaio 2026 **A2A è stata nominata membro della EU Platform on Sustainable Finance per il suo terzo mandato**. La *Platform* rappresenta un importante organo consultivo composto da esperti del settore pubblico e privato che supporta la Commissione Europea (CE) nella definizione delle politiche di Finanza Sostenibile. Per il nuovo mandato, la CE ha individuato le seguenti priorità di lavoro:

- la revisione dei criteri tecnici di vaglio per le attività già incluse nella Tassonomia UE e lo sviluppo di nuovi criteri per tutti e sei gli obiettivi ambientali;
- il rafforzamento dell'accessibilità e della facilità di utilizzo della Tassonomia UE e del più ampio

quadro delle politiche di Finanza Sostenibile, inclusa la finanza di transizione;

- il monitoraggio e la rendicontazione dei flussi di capitale verso investimenti sostenibili.

Nel corso del primo semestre del 2026, A2A ha contribuito in modo significativo ai seguenti *stream* di lavoro:

1. elaborazione di raccomandazioni sulla nuova bozza degli *European Sustainability Reporting Standards (ESRS)*;
2. elaborazione di raccomandazioni sulle bozze degli Atti Delegati *Climate* ed *Environmental* del Regolamento Tassonomia. Nell'ambito di tali attività, A2A è stata nominata *lead* del gruppo di lavoro per i settori *Energy*, *Utilities* e *ICT*. A seguito delle analisi svolte, il gruppo di lavoro ha finalizzato 14 principali proposte di modifica, successivamente sottoposte alla CE insieme all'intero pacchetto di raccomandazioni.





Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2026 è variato rispetto al 31 dicembre 2025 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di Ambiente Energia Brianza S.p.A. (AEB S.p.A.) del 100% di Renewable Adventure Cornate D'Adda S.r.l.;
 - acquisizione da parte di A2A Rinnovabili del 100% di AREN09 S.r.l.;
 - acquisizione da parte di A2A Wind S.r.l. del 100% di Das Wind S.r.l.;
 - costituzione delle società AST3 S.r.l. e AST4 S.r.l. detenute per il 100% da A2A Storage S.r.l.;
 - costituzione delle società A2A Solar 5 S.r.l., A2A Solar 6 S.r.l., A2A Solar 7 S.r.l., A2A Solar 8 S.r.l., R2R05 S.r.l., R2R06 S.r.l., R2R07 S.r.l., R2R08 S.r.l. detenute per il 100% da A2A Rinnovabili S.p.A.;
 - costituzione delle società A2A Energy Efficiency 1 S.r.l. detenuta per il 70% da A2A Calore & Servizi S.r.l. e per il 30% da Acinque Innovazione S.r.l. e A2A Energy Efficiency 2 S.r.l. detenuta al 100% da A2A Calore & Servizi S.r.l.;
 - costituzione delle società A2A DC DATAPLATFORM S.r.l. e A2A DC MIL1 S.r.l. detenute per il 100% da A2A S.p.A..
- Tutte le società sopraelencate risultano consolidate integralmente.
- Inoltre, i dati economici al 30 giugno 2026 risultano non omogenei rispetto al corrispondente periodo nel precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2025:
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di AREN01 S.r.l., AREN03 S.r.l., AREN04 S.r.l., AREN05 S.r.l., AREN06 S.r.l., Green Frogs Correggio S.r.l. e Cutro 1 S.r.l.;
 - acquisizione da parte di A2A Calore & Servizi S.r.l. del 100% di Sesto Energia S.r.l.;
 - acquisizione da parte di Ambiente Energia Brianza S.p.A. del 100% di 2B S.r.l.;
 - acquisizione da parte di Acinque Innovazione S.r.l. del 100% di Integra Impianti S.r.l.;
 - acquisizione da parte di A2A Ciclo Idrico S.p.A. del 69,24% di Novito Acque S.r.l.;
 - acquisizione da parte di A2A Storage S.r.l. del 100% della società S2SE Cinque S.r.l.;
 - costituzione della società A2A Life Venture S.r.l. detenuta per il 100% da A2A S.p.A.;
 - costituzione di A2A Solar 1 S.r.l., A2A Solar 2 S.r.l., A2A Solar 3 S.r.l., A2A Solar 4 S.r.l. e A2A Dome S.r.l., tutte detenute per il 100% da A2A Rinnovabili S.p.A.;
 - costituzione della società AP Reti Gas North S.r.l. detenuta da parte di Unareti S.p.A. per il 50% e da LD Reti S.r.l. per il 50%, e successivamente ceduta in data 1° luglio ad Ascopiave S.p.A.;
 - costituzione di AST 1 S.r.l. ed AST 2 S.r.l., tutte detenute per il 100% da A2A Storage S.r.l..

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 30 giugno 2026 confrontati con i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli *special items* del periodo precedente.

milioni di euro

	Adjusted 01.01.2026	Adjusted(*) 01.01.2025 30.06.2025	Var.	% 2026/2025
Ricavi	8.425	6.891	1.534	22,3%
<i>di cui:</i>				
- Ricavi di vendita e prestazioni	8.234	6.760	1.474	21,8%
- Altri ricavi operativi	191	131	60	45,8%
Costi operativi	(6.761)	(5.203)	(1.558)	29,9%
Costi per il personale	(483)	(465)	(18)	3,9%
Margine Operativo Lordo	1.181	1.223	(42)	(3,4%)
Ammortamenti e svalutazioni di attività non correnti	(499)	(478)	(21)	4,4%
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	(36)	(30)	(6)	20,0%
Altri accantonamenti per rischi	(5)	(6)	1	(16,7%)
Risultato Operativo Netto	641	709	(68)	(9,6%)
Oneri netti di gestione finanziaria	(87)	(85)	(2)	2,4%
Quota di risultato di società consolidate ad <i>equity</i>	5	2	3	n.s.
Risultato al lordo delle imposte	559	626	(67)	(10,7%)
Imposte sui redditi	(165)	(184)	19	(10,3%)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	394	442	(48)	(10,9%)
Quota di risultato di pertinenza di terzi	20	23	(3)	(13,0%)
Quota di risultato di pertinenza del Gruppo	374	419	(45)	(10,7%)

(*) I valori al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2026 per recepire alle voci "ammortamenti" (+9 milioni di euro) e "imposte sui redditi" (-2 milioni di euro) gli effetti della *Purchase Price Allocation* avvenuta al 31 dicembre 2025 per l'acquisizione di Duereti S.r.l.. I valori al 30 giugno 2025 recepiscono inoltre la riclassificazione alla voce «ricavi» degli effetti dell'aggiustamento prezzo per l'acquisizione della partecipazione in Tecnoa (Wte Crotone) avvenuta nel 2021 in coerenza con quanto esposto nel conto economico del bilancio al 31 dicembre 2025 (+7 milioni di euro) e l'iscrizione del *Badwill* per la conclusione della *Purchase Price Allocation* per l'acquisizione di Biomax S.r.l. (+1 milione di euro).

Nel primo semestre del 2026 i **Ricavi Adjusted** del Gruppo sono pari a **8.425 milioni di euro**, in aumento del 22% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (6.891 milioni di euro). La variazione è riconducibile all'aumento delle quantità di energia elettrica intermedie sui

mercati all'ingrosso e alla crescita dei volumi venduti sui mercati *retail* elettricità.

I **Costi operativi** si sono attestati a **6.761 milioni di euro**, in crescita del 30% rispetto al primo semestre del 2025, per i maggiori costi legati

all'incremento dei volumi delle *commodities* energetiche.

Il **costo del personale**, pari a **483 milioni di euro**, aumenta del 4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, circa 18 milioni di euro. L'incremento è riconducibile alla crescita del numero di FTE (+179FTE), legato alle assunzioni effettuate nel corso del 2025 e dei primi mesi del 2026, agli sviluppi dei *business* e all'avvio di nuove gare nel comparto Raccolta rifiuti, in parte compensati dalla cessione del ramo gas ad Ascopiave. In aggiunta a tale effetto, la crescita è

riconducibile agli aumenti retributivi per rinnovi contrattuali e per merito e ai maggiori oneri sostenuti per il piano di azionariato diffuso offerto a tutti i dipendenti del Gruppo, in parte compensato dal rilascio fondo mobilità.

Il **Margine Operativo Lordo Adjusted** è pari a **1.181 milioni di euro**, in riduzione del 3%, -42 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2025 (1.223 milioni di euro), a seguito prevalentemente del minor contributo delle *Business Unit Circular Economy* e *Generazione e Trading*, in parte compensato dalle migliori performance delle *Business Unit Smart Infrastructures* e *Mercato*.

La tabella che segue evidenzia la composizione del Margine Operativo Lordo per *Business Unit*.

milioni di euro

	H1 2026	H1 2025	Variazione	Variazione %
Margine operativo Adjusted	1.181	1.223	(42)	(3%)
Generazione e <i>Trading</i>	394	420	(26)	(6%)
Mercato	232	229	3	1%
<i>Circular Economy</i>	293	322	(29)	(9%)
<i>Smart Infrastructures</i>	285	276	9	3%
<i>Corporate</i>	(23)	(24)	1	4%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* è risultato pari a 394 milioni di euro, in riduzione di 26 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025.

La variazione è principalmente riconducibile ai seguenti contributi:

- entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici ed eolici nel 2025 e nei primi mesi del 2026, nonché *repowering* di asset esistenti;
- positivo andamento del portafoglio di *trading* e delle azioni di *energy management*.

Tali effetti sono stati più che compensati da:

- minori produzioni da impianti idroelettrici, a seguito della minore idraulicità registrata negli impianti del Nord Italia, in particolare nei mesi di maggio e giugno, parzialmente compensata dalla maggior idraulicità della Calabria;

- maggiori canoni idroelettrici, in seguito alla Delibera del 30.12.25 di Regione Lombardia che, nel sancire la prosecuzione temporanea delle concessioni scadute, ha rideterminato la potenza nominale media delle concessioni, a valere, in parte, anche sugli anni pregressi.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Mercato* si è attestato a 232 milioni di euro, in aumento di 3 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente.

Nonostante il contesto competitivo, il Margine Operativo Lordo è in crescita principalmente per effetto del contributo positivo del mercato elettrico, che nel confronto con l'anno precedente ha beneficiato di minori oneri di *retention* e di maggiori volumi venduti (15,9 TWh, +3,1 TWh rispetto all'H1 2025), relativi in particolare al segmento grandi clienti, in parte compensati da una minore marginalità.

Il Margine Operativo Lordo *Adjusted* della *Business Unit Circular Economy* è risultato pari a 293 milioni di euro, in riduzione di 29 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025.

La variazione è principalmente attribuibile al:

- settore del trattamento rifiuti in calo di 27 milioni di euro, per la minore marginalità derivante dal nuovo contratto di servizio con la Regione Campania per la gestione del termovalorizzatore di Acerra, per il minor contributo del termovalorizzatore di Parona e di alcuni impianti di trattamento, principalmente per manutenzioni programmate e accidentali e minori conferimenti rifiuti;
- comparto raccolta in contrazione di 5 milioni di euro, per maggiori costi per servizi ambientali e per carburante destinato agli automezzi;
- comparto calore in riduzione di 5 milioni di euro, per minori ricavi da vendita calore e certificati bianchi;
- comparto ciclo idrico in aumento di 8 milioni di euro, prevalentemente per maggiori ricavi ammessi e allineamento del *lag* regolatorio relativo alla quota a copertura degli ammortamenti.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Smart Infrastructures* del periodo in esame è risultato pari a 285 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025. La crescita è principalmente attribuibile all'aumento dei ricavi regolati della distribuzione elettrica, per effetto dell'applicazione del metodo tariffario ROSS, alla crescita organica della RAB e all'allineamento del *lag* regolatorio. Tale variazione positiva è stata in parte compensata dagli effetti della cessione del ramo gas relativo alle Province di Brescia, Cremona, Bergamo, Pavia e Lodi, perfezionata nel luglio 2025, nonché dal riconoscimento avvenuto nel corso del 2025, dei ricavi a copertura dei costi operativi per gli anni 2020-2024 nel comparto distribuzione gas.

Gli “**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**” sono pari a 540 milioni di euro (514 milioni di euro al 30 giugno 2025) e presentano un incremento di 26 milioni di euro.

Gli “**Ammortamenti e svalutazioni**” risultano pari a 499 milioni di euro (478 milioni di euro al 30 giugno 2025) e registrano un incremento complessivo di 21 milioni di euro principalmente per effetto degli investimenti realizzati dal Gruppo nel periodo luglio 2025-giugno 2026, rettificati dalla riduzione per la cessione degli asset ad Ascopiave avvenuta nel 2° semestre del 2025.

Gli “**Accantonamenti**” risultano pari a 41 milioni di euro (36 milioni di euro al 30 giugno 2025) e registrano un incremento di 5 milioni di euro.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” risulta pari a 641 milioni di euro (709 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 87 milioni di euro (85 milioni di euro al 30 giugno 2025) e presentano un incremento netto pari a 2 milioni di euro.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta pari a 5 milioni di euro (2 milioni di euro al 30 giugno 2025) e si riferisce principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute in alcune società collegate.

Le “**Imposte sul reddito**” nel periodo in esame sono risultate pari a 165 milioni di euro (184 milioni di euro al 30 giugno 2025) e rilevano:

- imposte del periodo per 170 milioni di euro;
- imposte anticipate per 1 milione di euro;
- imposte differite per -6 milioni di euro.

Si evidenzia che in occasione della chiusura semestrale 2026 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.

Il “**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**” non presenta alcun valore (nessun valore al 30 giugno 2025).

La “**Quota di risultato del periodo di pertinenza del Gruppo**”, dedotta la quota di pertinenza di terzi azionisti, pari a 20 milioni di euro, risulta positivo e pari a 374 milioni di euro (positivo per 419 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Di seguito si riporta una tabella di riconciliazione con evidenza dei risultati economici *adjusted* e dei risultati economici *reported* esposti con l'inclusione degli *special items*:

milioni di euro

	<i>Adjusted</i> 01.01.2026	<i>Special</i> <i>Items</i>	<i>Reported</i> 01.01.2026	<i>Adjusted(*)</i> 01.01.2025 30.06.2025	<i>Special</i> <i>Items</i>	<i>Reported(*)</i> 01.01.2025 30.06.2025
Ricavi	8.425		8.425	6.891	8	6.899
Costi operativi	(6.761)		(6.761)	(5.203)		(5.203)
Costi per il personale	(483)		(483)	(465)		(465)
Margine Operativo Lordo	1.181		1.181	1.223	8	1.231
Ammortamenti e svalutazioni di attività non correnti	(499)		(499)	(478)		(478)
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	(36)		(36)	(30)		(30)
Altri accantonamenti per rischi	(5)		(5)	(6)		(6)
Risultato Operativo Netto	641		641	709	8	717
Oneri finanziari netti	(87)		(87)	(85)		(85)
Risultato netto società valutate a equity	5		5	2		2
Risultato al lordo delle imposte	559		559	626	8	634
Imposte sui redditi	(165)	(10)	(175)	(184)		(184)
Risultato netto	394	(10)	384	442	8	450
Quota di risultato di pertinenza di terzi	20		20	23		23
Quota di risultato di pertinenza del Gruppo	374	(10)	364	419	8	427

(*) I valori al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2026 per recepire alle voci "ammortamenti" (+9 milioni di euro) e "imposte sui redditi" (-2 milioni di euro) gli effetti della *Purchase Price Allocation* avvenuta al 31 dicembre 2025 per l'acquisizione di Duereti S.r.l.. I valori al 30 giugno 2025 recepiscono inoltre la riclassificazione alla voce «ricavi» degli effetti dell'aggiustamento prezzo per l'acquisizione della partecipazione in Tecnoa (Wte Crotone) avvenuta nel 2021 in coerenza con quanto esposto nel conto economico del bilancio al 31 dicembre 2025 (+7 milioni di euro) e l'iscrizione del *Badwill* per la conclusione della *Purchase Price Allocation* per l'acquisizione di Biomax S.r.l. (+1 milione di euro).

Gli *Special Items* al 30 giugno 2026 sono negativi e pari a 10 milioni di euro, iscritti nella voce "imposte sui redditi" e si riferiscono all'incremento temporaneo pari a +2% dell'aliquota IRAP, introdotto con il "Decreto Energia n. 21/2026" previsto nei confronti delle imprese che operano in determinati settori del comparto energetico.

Nel periodo precedente gli *Special Items* erano positivi e risultavano pari a 8 milioni di euro complessivi e si riferivano per 7 milioni di euro all'aggiustamento prezzo relativo all'acquisizione della partecipazione in Tecnoa (WTE Crotone) avvenuta nell'esercizio 2021 e per 1 milione di euro al *badwill* di Biomax.

Situazione patrimoniale e finanziaria

Per le variazioni del perimetro di consolidamento al 30 giugno 2026 si rimanda a quanto indicato nella sezione “Situazione economica” della presente Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A.

Prospetto Fonti/Impieghi

milioni di euro

	31.12.2025	Variazione	
Capitale investito			
Capitale immobilizzato netto	12.440	12.235	205
- Immobili, impianti e macchinari	8.300	8.135	165
- Attività immateriali e avviamento	4.585	4.612	(27)
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	152	135	17
- Altre attività/passività non correnti (*)	(14)	(22)	8
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	420	410	10
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(813)	(839)	26
- Benefici a dipendenti	(190)	(196)	6
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(69)	(74)	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	(185)	(271)	86
Capitale Circolante Netto:	-	74	(74)
- Rimanenze	352	311	41
- Crediti commerciali	3.087	4.454	(1.367)
- Debiti commerciali	(3.439)	(4.691)	1.252
Altre attività/passività correnti:	(185)	(345)	160
- Altre attività/passività correnti (*)	(179)	(431)	252
- Attività/passività per imposte correnti	(6)	86	(92)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(16)	(3)	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	48	-	48
Totale capitale investito	12.303	11.964	339
Fonti di copertura			
Patrimonio Netto	6.517	6.490	27
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	7.025	6.178	847
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(1.239)	(704)	(535)
Totale Posizione finanziaria Netta	5.786	5.474	312
di cui con contropartita il Patrimonio netto	9	8	
Totale fonti	12.303	11.964	339

(*) Al netto dei saldi inclusi nella Posizione Finanziaria Netta.

Capitale immobilizzato netto

Il “**Capitale immobilizzato netto**” è pari a 12.440 milioni di euro, in aumento di 205 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025.

Le variazioni principali sono relative a:

- aumento per 165 milioni di euro di immobili, impianti e macchinari trainato da investimenti per 515 milioni di euro, destinati principalmente allo sviluppo e al mantenimento delle reti elettriche, degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, del teleriscaldamento e del trattamento rifiuti e da variazioni positive per effetto dei primi consolidamenti per 9 milioni di euro. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati da ammortamenti del periodo per 319 milioni di euro e da altre variazioni nette negative per 40 milioni di euro, dovute principalmente alla riduzione del fondo *decommissioning* e spese chiusura discariche;
- decremento delle attività immateriali e avviamento per 27 milioni di euro, principalmente per effetto di investimenti pari a 203 milioni di euro, destinati allo sviluppo dei sistemi informativi, delle reti gas e idriche, e al mantenimento del portafoglio clienti e da variazioni positive per effetto dei primi consolidamenti per 5 milioni di euro. Tali incrementi sono stati più che compensati da ammortamenti del periodo per 179 milioni di euro e da altre variazioni nette negative per 56 milioni di euro dovute principalmente a riclassifiche ad attività destinate alla vendita;
- incremento delle Partecipazioni e delle altre Attività finanziarie non correnti per 17 milioni di euro riconducibile prevalentemente per 10 milioni di euro all'acquisizione di una partecipazione pari al 9,96% nella società Niulinx da parte di A2A Life Ventures e per 5 milioni di euro ad investimenti effettuati in *start-up* innovative tramite progetti di *Corporate Venture Capital*;
- incremento netto nelle Altre Attività e Passività non correnti per 8 milioni di euro riconducibile prevalentemente all'incremento dei crediti verso l'erario per agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi scadenti oltre l'esercizio successivo;
- incremento delle Attività per imposte anticipate per 10 milioni di euro;

- decremento dei Fondi rischi, oneri e passività per discariche per 26 milioni di euro;
- decremento dei Benefici a dipendenti per 6 milioni di euro.

Il “**Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti**” risultano negativi e pari a 185 milioni di euro, in decremento di 86 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025.

Le principali variazioni sono relative a:

- incremento delle rimanenze per 41 milioni di euro riconducibile prevalentemente all'incremento delle giacenze di combustibili per effetto della stagionalità;
- decremento dei crediti commerciali per 1.367 milioni di euro riconducibile alla minore operatività legata principalmente alla stagionalità dei *business* del Gruppo;
- decremento dei debiti commerciali per 1.252 milioni di euro principalmente riconducibile alla stagionalità dei *business* del Gruppo;
- decremento netto per 137 milioni di euro dei debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
- incremento netto del *Fair Value* attivo sui derivati su *commodities* per 132 milioni di euro riconducibile all'aumento dei volumi trattati e all'incremento dei prezzi delle *commodities*;
- decremento di altri crediti per 25 milioni di euro riconducibili ad un aggiustamento di prezzo incassato da Ascopiave per la cessione effettuata nel 2025 di alcuni ATEM relativi alla distribuzione del gas;
- decremento netto dei crediti per imposte correnti per 92 milioni di euro.

Le “**Attività/Passività destinate alla vendita**” risultano positive e pari a 48 milioni di euro (nessun valore al 31 dicembre 2025). La variazione si riferisce alla riclassificazione di asset riferiti al Servizio Idrico Integrato dei Comuni di Como e Brunate della società controllata Lereti S.p.A. (40 milioni di euro) e ad asset del servizio di distribuzione Gas del Comune di Sondrio della società controllata Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (8 milioni di euro) per effetto dei subentri dei

nuovi gestori che allo stato si stima avverranno nell'esercizio 2027.

Il “**Capitale investito**” consolidato al 30 giugno 2026 ammonta a 12.303 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 6.517 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 5.786 milioni di euro.

Patrimonio netto e Posizione Finanziaria Netta

Il “**Patrimonio netto**”, pari a 6.517 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 27 milioni di euro. Alla variazione positiva ha contribuito il risultato del periodo per 364 milioni di euro, compensato

dalla distribuzione del dividendo per 326 milioni di euro e da una variazione in aumento delle interessenze di terzi per complessivi 2 milioni di euro. Si evidenziano, infine, una variazione netta negativa dei derivati *Cash flow hedge* e delle riserve IAS 19 per complessivi 9 milioni di euro.

La “**Posizione Finanziaria Netta**” al 30 giugno 2026 risulta pari a 5.786 milioni di euro (5.474 milioni di euro al 31 dicembre 2025). Escludendo la variazione di perimetro intervenuta nell'arco del periodo in esame, pari a -2 milioni di euro, e l'acquisto di azioni proprie pari a -15 milioni di euro, la PFN si attesta a 5.769 milioni di euro. La quota a tasso fisso dell'indebitamento lordo è pari al 68%. La *duration* è pari a 5,1 anni. Il costo del debito rimane invariato rispetto al 2025 e pari al 2,7%.

Variazione Posizione Finanziaria Netta di Consolidato

La tabella che segue riepiloga le variazioni della Posizione Finanziaria Netta.

milioni di euro

	6M 26	6M 25	Δ
<i>Ebitda Adjusted</i>	1.181	1.223	(42)
Variazione Capitale Circolante Netto	(287)	201	(488)
Imposte e Oneri Finanziari Netti	(145)	(304)	159
Flusso di cassa operativo	749	1.120	(371)
Investimenti	(718)	(681)	(37)
Flusso di cassa ante pagamento dividendi	31	439	(408)
Dividendi	(326)	(313)	(13)
Flusso di cassa netto	(295)	126	(421)
Delta perimetro	(2)	394	(396)
Acquisto Azioni Proprie	(15)	(10)	(5)
Variazione PFN	(312)	510	(822)
PFN iniziale	5.474	5.835	
PFN finale	5.786	5.325	
PFN/Ebitda Rolling Adjusted (*)	2,6x	2,3x	

(*) *EBITDA Adjusted* degli ultimi 12 mesi.

Nel corso del periodo il Gruppo ha generato flussi di cassa operativi pari a 749 milioni di euro, che hanno garantito la piena copertura degli investimenti del periodo. Con riferimento alle voci diverse dall'*Ebitda Adjusted*:

- la variazione di Capitale Circolante Netto (comprensiva della variazione di altre attività/passività e dell'utilizzo fondi) ha comportato un assorbimento di cassa di 287 milioni di euro, principalmente riconducibile a due fenomeni *one off* quali la riduzione dei tempi di pagamento all'autorità di alcuni oneri di sistema, a seguito del DL Bollette, e il pagamento dei canoni demaniali pregressi per le concessioni idroelettriche;
- il pagamento di imposte e degli oneri finanziari netti ha assorbito cassa per 145 milioni di euro, in riduzione rispetto al primo semestre dell'anno precedente.

Gli investimenti effettuati nel semestre sono pari a 718 milioni di euro, mentre i dividendi sono stati pari a 326 milioni di euro.

Le variazioni di perimetro intervenute nel corso del 2026 risultano negative per 2 milioni di euro, comprensive anche dell'aggiustamento di prezzo incassato da Ascopiave per la cessione effettuata nel 2025 di alcuni ATEM relativi alla distribuzione del gas per 25 milioni di euro.

Si evidenziano, infine, pagamenti per complessivi 15 milioni di euro in conseguenza dell'acquisto di azioni proprie finalizzato all'attuazione del piano di azionariato diffuso approvato dall'Assemblea dei soci di A2A S.p.A. in data 29 aprile 2025.

3.2

Eventi di rilievo del periodo

A2A – Programma acquisto di azioni proprie

Dal 16 gennaio 2026 è proseguito il programma di acquisto di azioni ordinarie proprie in forza della delibera dell'Assemblea ordinaria dei Soci tenutasi lo scorso 29 aprile 2025, sempre con l'obiettivo di dotare la Società della provvista azionaria necessaria a dare attuazione al Piano di Azionariato Diffuso 2025-2027 denominato "A2A *LIFE Sharing*" e di perseguire finalità di gestione corrente (ivi incluso l'investimento e la gestione della liquidità) e progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la Società intende perseguire in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

A2A e Sosteneo: siglato un *power purchase agreement* per la fornitura di 130 GWh/anno di energia solare

In data 9 febbraio 2026, A2A e Ramacca Energia S.r.l., società facente parte del portafoglio gestito da Sosteneo SGR S.p.A. (parte della piattaforma Generali *Investments*), hanno sottoscritto un *Power Purchase Agreement (PPA)* della durata di 12 anni per la fornitura di energia da fonte solare, pari a circa 130 GWh/anno, equivalente al consumo annuale di circa 48 mila famiglie e a quasi 60 mila tonnellate di CO₂ evitate.

L'accordo stabilisce l'acquisto da parte di A2A della produzione di un impianto fotovoltaico da 68 MW di capacità installata che sarà realizzato in Sicilia - a Ramacca (CT) - con entrata in esercizio prevista nella seconda metà del 2027.

A2A e BEI: 200 milioni di euro per lo sviluppo delle reti elettriche nella provincia di Milano

In data 25 marzo 2026 la Banca europea per gli investimenti (BEI) ha accordato ad A2A un finanziamento da 200 milioni di euro per lo sviluppo e ammodernamento delle reti di distribuzione elettrica in Lombardia, in coerenza con i *target* di decarbonizzazione nazionali ed europei.

Il piano prevede in particolare investimenti che riguarderanno il rinnovo di circa 450 km di rete in media tensione e di circa 140 km in bassa tensione con l'impiego di cavi di nuova generazione, oltre ad attività di razionalizzazione della rete con il progressivo interramento di alcuni tratti dell'infrastruttura.

Il progetto comprende anche la ricostruzione e l'ammodernamento di quasi 800 cabine secondarie, l'installazione di trasformatori per ridurre la dispersione di energia elettrica. L'accordo tra BEI e A2A predispone la rete dell'area milanese a sostenere la crescita dei consumi anche legata all'elettrificazione degli usi finali, alla diffusione della mobilità elettrica e della generazione distribuita.

Gli interventi di ammodernamento del sistema di distribuzione consentiranno una riduzione annua delle emissioni di circa 6,9 kilotonnellate di CO₂, pari all'anidride carbonica assorbita annualmente da circa 50.000 alberi.

L'iniziativa si inserisce nel percorso di attuazione del Piano Strategico al 2035 del Gruppo A2A che destina 23 miliardi di investimenti ai due pilastri della transizione ecologica e dell'economia circolare.

A2A e Duereti: acquisto del 10% delle rimanenti quote di Duereti S.r.l.

In data 13 aprile 2026, A2A S.p.A. ha perfezionato l'acquisto del 10% delle quote di Duereti S.r.l. detenute da E-Distribuzione S.p.A., venendo pertanto a detenere il 100% delle quote della società. L'operazione è avvenuta applicando i meccanismi di opzione già previsti nella documentazione contrattuale sottoscritta per l'acquisizione del 90% di Duereti.

Assemblea ordinaria di A2A S.p.A.

In data 28 aprile 2026 l'Assemblea ordinaria di A2A S.p.A. ha approvato il bilancio della Società per l'esercizio 2025 e la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,104 Euro; il dividendo è stato pagato nel mese di maggio 2026.

L'Assemblea ha inoltre approvato l'adozione di un piano di incentivazione a lungo termine per il triennio 2026-2028 denominato "LTI 2026-2028".

L'Assemblea ha autorizzato e definito i termini entro i quali l'Organo Amministrativo potrà effettuare operazioni di acquisto e disposizione su azioni proprie.

L'Assemblea ha deliberato in senso favorevole con voto vincolante sulla prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2026 e con voto consultivo, non vincolante, sulla seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione 2026.

L'Assemblea ha infine nominato per tre esercizi il nuovo consiglio di amministrazione e il nuovo collegio sindacale determinandone i relativi compensi.

A2A: assunta una nuova delibera quadro per l'emissione di prestiti obbligazionari

In data 14 maggio 2026 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha assunto una nuova delibera quadro che ha autorizzato l'emissione, entro il 30 aprile 2029, di uno o più prestiti obbligazionari non subordinati, non garantiti e non convertibili sino a un massimo complessivo di Euro 2,9 miliardi a valere sul Programma EMTN che prevede un Prospetto di Base approvato dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB). L'importo massimo complessivo del Programma EMTN ammonta a Euro 7 miliardi.

Le emissioni dei prestiti obbligazionari saranno destinate, tra l'altro, a finanziare e/o rifinanziare gli investimenti del Gruppo e/o a mantenere idonei livelli di liquidità.

3.3

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2026

Decarbonizzazione attraverso il recupero di calore dai data center: A2A ed Equinix avviano una *partnership* strategica a Milano

In data 2 luglio 2026, A2A ed Equinix, azienda operativa a livello mondiale nel campo delle infrastrutture digitali, hanno annunciato l'avvio di una collaborazione industriale finalizzata al recupero e alla valorizzazione del calore generato dai *data center*, che sarà integrato nella rete di teleriscaldamento della città di Milano.

Equinix progetterà e gestirà il sistema di esportazione del calore dal proprio *campus* di Settimo Milanese (MI) per rendere disponibile l'energia termica generata dall'attività di elaborazione dati. Il calore recuperato sarà trasferito al nuovo *Energy Center* realizzato da A2A in prossimità del sito.

A regime, il progetto consentirà di recuperare circa 225 GWh/anno di energia termica, contribuendo ad aumentare di circa il 20% il calore distribuito attraverso la rete di teleriscaldamento di Milano del Gruppo A2A. L'energia recuperata sarà sufficiente a soddisfare il fabbisogno di riscaldamento di oltre 21.000 abitazioni, evitando l'emissione di oltre 345.000 tonnellate di CO₂ — equivalenti alla capacità di assorbimento di CO₂ di circa 220.000 alberi – generando un significativo beneficio ambientale per la città.

Acquisizione del 100% di Nectcity S.r.l.

In data 23 luglio 2026, A2A – attraverso la controllata A2A Energia S.p.A. - ha perfezionato l'acquisto del 51% delle quote di NetCity S.r.l. da Suncity Group, portando al 100% la partecipazione nell'azienda stessa.

Climate change

Il Gruppo A2A è una *Life Company*, si prende cura della vita, il capitale più prezioso. Promuove la crescita sostenibile del Paese grazie a una strategia di lungo termine, con investimenti dedicati allo sviluppo dell'economia circolare e alla transizione energetica: *business* che, più di altri, sono cruciali per preservare il futuro di tutti. La sostenibilità è alla base della strategia del Gruppo, focalizzata su una transizione equa, ecologica e condivisa e declinata nei due pilastri dell'economia circolare e della transizione energetica.

Il Gruppo A2A è inoltre soggetto agli effetti derivanti dai cambiamenti climatici, i rischi connessi ad essi sono oggetto di analisi specifica da parte del Gruppo, che a tal proposito, ha creato un sistema di identificazione, valutazione e gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici, integrandolo nel proprio processo di *Enterprise Risk Management*. Il Gruppo considera sia i rischi derivanti da cambiamenti cronici e acuti nei parametri climatici (rischi climatici fisici) sia i rischi derivanti da cambiamenti di contesto regolamentare, di mercato, reputazionali, ecc. (rischi climatici di transizione). I rischi climatici individuati sono il risultato dell'analisi di materialità effettuata considerando in particolare:

- lo standard E1 - *Climate Change*, facente parte del più ampio set di *European Sustainability Reporting Standard (ESRS)*, emanati nell'ambito della *Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)*;
- le raccomandazioni emanate dalla *Taskforce on Climate-related Financial Disclosure (TCFD)*,

che forniscono un *framework* per quanto riguarda le categorie di rischio climatico da considerare per una rendicontazione esaustiva e trasparente;

- i modelli di *business* e i servizi offerti dal Gruppo.

Inoltre, per i rischi climatici di tipo fisico, sia cronici che acuti, il Gruppo A2A fa riferimento anche al *framework* dei pericoli legati al clima dell'Unione Europea emanato nell'ambito della tassonomia UE degli investimenti *Green* (Appendice A del Regolamento Delegato (UE) che integra il Regolamento UE 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio).

Le azioni attuate dal Gruppo A2A per contrastare i rischi connessi al *climate change* costituiscono un tassello importante della strategia di sviluppo i cui pilastri sono l'Economia Circolare e la Transizione Energetica.

A tal proposito, il Gruppo ha definito un proprio Piano di Transizione Climatica, che estende la visione oltre il 2035, delineando scenari e obiettivi fino al 2050, in coerenza con l'Accordo di Parigi e con l'impegno globale volto a contenere il riscaldamento ben al di sotto dei 2 °C. Il piano comprende, tra gli altri, l'impegno al raggiungimento di un fattore emissivo di CO₂ pari a 161 g/KWh entro il 2035, corrispondente a -61% rispetto al 2017. La traiettoria prevede uno step intermedio al 2030 con obiettivo di 228 g/KWh. Il Piano ha ottenuto il *rating "Transition assessment"* di Fitch e il *rating "Net Zero Assessment"* di Moody's.

Rischi rilevanti per il Gruppo connessi al cambiamento climatico

Dalle analisi svolte sono stati individuati i seguenti rischi **rilevanti** per il Gruppo indicati nella tabella seguente. I valori di impatto economico-finanziario stimati sono medi annui sull'orizzonte del Piano Industriale:

<i>Business</i>	<i>Evento</i>	<i>Assumptions adottate per la stima degli impatti</i>	<i>Probabilità*</i>	<i>Range di impatto su EBITDA (M€/a)</i>
Reti elettriche	Resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica: interruzioni prolungate e/o frequenti del servizio di distribuzione dell'elettricità.	Per il rischio si considera prevalente l'impatto reputazionale , pertanto l'impatto economico si mantiene basso e consiste nella eventuale applicazione di sanzioni in caso di mancato rispetto dei livelli di qualità del servizio stabiliti da ARERA.	<i>Probabile</i>	<5
Energia elettrica – Idro e rinnovabili	Precipitazioni ed utilizzo della risorsa idrica: minore produzione di energia elettrica dovuta a diminuzione della risorsa idrica disponibile per gli usi idroelettrici.	Riduzione della produzione per ogni asta idroelettrica del Gruppo rispetto alle previsioni del Piano industriale - per effetto di una variazione sfavorevole della piovosità. Per valutare l'impatto della variabilità della produzione idroelettrica, sono state effettuate delle analisi statistiche basate su indicatori climatici previsionali utilizzando un modello di <i>machine learning</i> (la fonte degli indicatori climatici previsionali è il CMCC - Centro Euro Mediterraneo per i Cambiamenti Climatici). L'analisi è stata supportata anche dall'utilizzo della serie storica dei volumi. La volatilità storica e la probabilità di accadimento (stimata tramite 10.000 simulazioni Monte Carlo basate su una distribuzione lognormale) sono state applicate ai volumi di produzione idroelettrica del Piano industriale per calcolare la variazione volumetrica, poi utilizzata per stimare l'impatto economico. La minore produzione viene valorizzata con i valori di prezzo dell'energia previsti dallo scenario energetico di Piano industriale.	<i>Probabile</i>	<i>Circa 50</i>

[Segue >>](#)

<< Continua

<i>Business</i>	<i>Evento</i>	<i>Assumptions adottate per la stima degli impatti</i>	<i>Probabilità*</i>	<i>Range di impatto su EBITDA (M€/a)</i>
Ambiente	Revisione Direttiva ETS.	Sono ancora molti i margini di incertezza sulle modalità di applicazione ai termovalorizzatori nel nuovo sistema ETS. La stima effettuata ha tenuto conto delle previsioni delle emissioni di CO ₂ dei termovalorizzatori, delle previsioni di prezzo delle EUAs dello Scenario di Piano e di una ipotesi di trasferimento del costo delle quote sulla tariffa di smaltimento. Sono state considerate soltanto le emissioni provenienti dalla frazione di carbonio da fonte fossile presente nei rifiuti. Si stima che il meccanismo troverà effettiva applicazione a partire dal 2030.	Probabile	Circa 50 a partire dall'anno 2030
Ciclo Idrico Integrato	Scarsità della risorsa idrica ad uso potabile.	Per il rischio si considera prevalente l'impatto reputazionale , pertanto l'impatto economico si mantiene basso e consiste nella eventuale applicazione di sanzioni in caso di mancato rispetto dei livelli di qualità del servizio stabiliti da ARERA.	Probabile	<5

Segue >>

<< Continua

Business	Evento	Assumptions adottate per la stima degli impatti	Probabilità*	Range di impatto su EBITDA (M€/a)
Tutte	Fenomeni meteorologici estremi.	Per quanto riguarda gli impianti esistenti, è stata stimata la Probabilità di accadimento di eventi legati a fenomeni meteorologici estremi a partire dalle informazioni riguardo alle esposizioni a fenomeni meteorologici acuti messe a disposizione da istituzioni e/o enti di ricerca riconosciuti, dalle informazioni contenute nei <i>report</i> di <i>Risk Assessment</i> redatti dai <i>broker</i> assicurativi oltre che dalle analisi relative ai sinistri verificatisi nel recente passato sugli <i>asset</i> del Gruppo, in aggiunta alla conoscenza degli impianti e del territorio dei responsabili degli impianti considerati. In particolare, è stata utilizzata la piattaforma IdroGEO di ISPRA (https://beta.idrogeo.isprambiente.it/app/) che fornisce le mappature (Mosaicature) nazionali di pericolosità per frane e alluvioni in differenti scenari. L'analisi si basa sulle coordinate geospaziali specifiche delle sedi dell'impresa, ove il rischio è strettamente legato ad una esposizione sito-specifica. L'analisi sviluppata ha consentito la stima quantitativa del rischio residuo a cui sono soggetti gli <i>asset</i> del Gruppo A2A, tenendo in considerazione le franchigie per danni diretti e indiretti previste dal contratto di assicurazione. Le analisi sono state effettuate per la quasi totalità degli <i>asset</i> di proprietà o gestiti dal Gruppo A2A. Per quanto riguarda invece gli impianti di nuova realizzazione previsti all'interno del Piano Industriale, è stata effettuata una stima dei rischi a cui sono esposti EBITDA e Capex inseriti nel Piano stesso, in relazione allo sviluppo della <i>pipeline</i> (in particolare tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e riconversione di impianti esistenti). La metodologia seguita per la quantificazione economica dei rischi è analoga a quella utilizzata per gli impianti esistenti ma in questo caso la probabilità e l'impatto sono stati stimati considerando la progressione anno su anno delle realizzazioni lungo tutto l'arco Piano.	Difficilmente probabile	circa 30

* **Improbabile:** <15%; **Difficilmente probabile:** >=15%; <25%; **Probabile:** >=25%; <50%; **Più che Probabile:** >=50%; <75%; **Altamente Probabile:** >50%
Irrilevante: <5 M€/a; **Poco rilevante:** >=5 M€/a; <10 M€/a; **Rilevante:** >=10 M€/a; <30 M€/a; **Molto rilevante:** >=30 M€/a; <75M€/a; **Critico:** >=75 M€/a

In base a quanto sopra esposto, si evidenzia che i rischi climatici con impatto economico-finanziario potenziale più significativo sono collegati:

- alle variazioni di risorsa idrica disponibile per la produzione idroelettrica, in conseguenza sia ad una potenziale riduzione complessiva dei volumi annui di precipitazione, sia ai potenziali cambiamenti nella distribuzione delle precipitazioni nel corso dell'anno, sia alla potenziale riduzione della riserva di acqua accumulata sotto forma di manto nevoso (*Snow Water Equivalent*) a causa dell'innalzamento delle temperature medie e massime dell'aria;
- al costo dei permessi di emissione di CO₂, nell'eventualità che il sistema ETS diventi obbligatorio anche per i termovalorizzatori;
- all'accadimento di eventi legati a fenomeni meteorologici estremi che provochino danni diretti e indiretti agli asset (allagamenti, alluvioni, frane, grandine, ecc.).

Gestione del rischio climatico per Business

Per le **reti elettriche**, la resilienza delle reti di distribuzione è legata a tre possibili rischi:

- interruzione del servizio legata a picchi di richiesta indotti da un aumento delle temperature in estate e all'intensificarsi e prolungarsi delle ondate di calore;
- allagamenti delle cabine interrate causati da piogge intense;
- maggiore domanda di energia legata all'elettrificazione dei consumi.

Il Piano industriale include un piano di investimenti finalizzato al mantenimento e sviluppo della rete elettrica, tali da consentire sia l'adattamento ai rischi climatici fisici che la progressiva elettrificazione dei servizi energetici migliorandone l'efficienza e riducendo le emissioni di CO₂. A tal proposito, il piano comprende interventi di potenziamento, ammodernamento e razionalizzazione delle reti, delle cabine secondarie, delle cabine primarie ed un ampliamento di gestione da remoto degli asset. Il piano comprende interventi sia sugli

asset di Unareti che sugli asset di Duereti, recentemente acquisiti. Le principali azioni in corso riguardano il rifacimento e lo sviluppo di nuove cabine primarie, la nuova posa e sostituzione della rete MT-BT ed è in corso di valutazione la possibile estensione del pronto intervento di Unareti a Duereti.

Inoltre Unareti si è dotata di un modello di *risk based asset management* che consente analisi approfondite in tema di *asset performance* e ingegneria della manutenzione, modello che ha contribuito all'ottenimento della certificazione ISO 55001 "Gestione degli asset aziendali" da parte della società.

Tali investimenti, essendo la distribuzione di energia elettrica un *business* regolato, sono remunerati ad un tasso definito dall'ARERA e aggiornato periodicamente. Inoltre, l'ARERA offre la possibilità di aderire ad un meccanismo di premialità per favorire la realizzazione di interventi specifici compresi quelli per l'aumento della resilienza delle reti elettriche.

Sono inoltre presenti presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che risultano maggiormente esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi. E' stato istituito il Gruppo di Lavoro "Gestione degli effetti da precipitazioni estreme", incaricato di coordinare le attività di prevenzione e gestione dei disservizi e delle relative attività di comunicazione in caso di allagamento delle cabine secondarie.

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** potrebbe essere impattata da più fenomeni esogeni:

- cambiamento nel regime delle precipitazioni;
- competizione per l'uso della risorsa idrica;
- regime dei venti e dell'insolazione.

Il cambiamento nel regime delle precipitazioni potrebbe comportare una variazione della disponibilità idrica per le principali aste idroelettriche del Gruppo. Il piano industriale comprende investimenti per ottimizzare l'utilizzo

della risorsa idrica derivata a scopo idroelettrico sia attraverso investimenti che aumentino la producibilità e la resilienza delle infrastrutture sia attraverso la realizzazione di nuovi impianti (es. pompaggi). Inoltre, il Gruppo è impegnato nello sviluppo di strumenti atti a migliorare le previsioni di precipitazioni e deflussi oltre che nell'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione degli impianti idroelettrici sia di medio che di breve termine.

La riduzione della quantità di risorsa idrica disponibile per i vari usi antropici nel contesto del cambiamento climatico potrebbe comportare un aumento della quota di acqua che gli impianti idroelettrici saranno obbligati a rilasciare per renderla disponibile per usi irrigui e potabili.

Periodi siccitosi possono impattare anche sulla disponibilità di biomassa per gli impianti della filiera delle bioenergie.

La Revisione della Direttiva *ETS* potrebbe impattare la **Business Unit Circular Economy**. In particolare, ai termovalorizzatori potrebbero essere applicati gli obblighi dell'*Emissions Trading Scheme* in seguito alla pubblicazione della Direttiva (UE) 2023/959. Il Gruppo si impegna costantemente nel monitoraggio della normativa, nella valutazione dei possibili impatti e partecipa a tavoli di confronto con le associazioni di categorie e/o gli enti competenti per rappresentare eventuali criticità nell'applicazione delle normative in itinere ed effettuare proposte. Inoltre, il Gruppo sta sperimentando nuove tecnologie di cattura e sequestro della CO₂ emessa dai termovalorizzatori.

Inoltre, il **ciclo idrico integrato** è esposto al rischio di non erogare con continuità l'acqua potabile in caso si manifestino periodi prolungati di siccità e/o cambiamenti nel regime idrologico. Il Piano Industriale comprende investimenti per ridurre le perdite

dalla rete idrica, realizzare la captazione da nuove fonti di approvvigionamento nonché per interconnettere gli acquedotti in modo da creare una "collaborazione" tra fonti di approvvigionamento e reti di distribuzione.

Il Gruppo A2A monitora l'esposizione degli asset a **fenomeni meteorologici estremi** (es. alluvioni, frane, bombe d'acqua, trombe d'aria ecc.) che possono determinare impatti sull'integrità degli impianti, sulla disponibilità degli asset e sulla continuità operativa dei *business*. Per mitigare tali rischi il Gruppo adotta sia misure tecniche sia misure non tecniche e di emergenza.

Le misure tecniche includono, a titolo esemplificativo, sistemi di rilevazione e spegnimento incendi, sistemi di drenaggio e regimazione delle acque meteoriche, nonché la selezione di materiali e componenti caratterizzati da adeguate prestazioni di durabilità, resistenza agli agenti atmosferici e minore degrado termico. In fase di progettazione, realizzazione e *revamping* degli impianti, inclusi quelli eolici e fotovoltaici, sono considerate le caratteristiche sito-specifiche rilevanti, quali la stabilità dei versanti, il regime pluviometrico ed anemologico, al fine di rafforzare la resistenza infrastrutturale e la capacità di adattamento degli asset.

Come misure non tecniche, il Gruppo ha adottato procedure di esercizio, manutenzione e monitoraggio finalizzate al controllo continuativo delle condizioni operative degli impianti, all'individuazione tempestiva di anomalie, nonché alla prevenzione di situazioni di criticità. Tali presidi sono integrati da procedure di emergenza volte ad assicurare l'attivazione tempestiva di misure di risposta, messa in sicurezza e ripristino operativo in caso di evento.

Infine, il Gruppo dispone di coperture assicurative attive sugli impianti, comprensive di garanzie per danni materiali diretti e indiretti riconducibili a eventi naturali.

Incertezze relative al Piano di transizione climatica

Il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione previsti nel Piano di transizione climatica è soggetto alle seguenti principali fonti di incertezza:

- eventuali situazioni strutturali, di mercato o climatiche, che potrebbero comportare l'aumento della domanda di energia da fonte fossile, sia per far fronte ad una eventuale maggiore domanda interna di energia (ad esempio per lo sviluppo dei *datacenter*) sia per compensare eventuali minori produzioni da fonte rinnovabile (idroelettrica) e/o eventuali minori importazioni;
- sviluppo tecnologico insufficiente, che potrebbe non supportare adeguatamente la sostituzione della produzione fossile e/o la rimozione del carbonio ("*carbon removal*") proveniente dai processi che sono intrinsecamente "*carbon intensive*" (*hard-to-abate*).

Per mitigare queste incertezze il Gruppo ha adottato diversi strumenti, quali ad esempio, l'adozione di una procedura di individuazione e valutazione degli investimenti che prevede la verifica di allineamento delle iniziative al percorso di decarbonizzazione pianificato, il monitoraggio della traiettoria emissiva, la effettuazione di sperimentazioni e investimenti per la cattura della CO₂ (*carbon capture*).

Altri rischi climatici

I *business Gas Retail* e *Calore* potrebbero subire un andamento sfavorevole conseguente:

- a temperature invernali più elevate di quelle previste;
- al verificarsi di condizioni climatiche a consuntivo molto diverse (temperatura eccezionale/minima) da quelle utilizzate in fase di programmazione.

La quantificazione dei rischi per il teleriscaldamento e quelli relativi alle vendite di gas collegati a tali fenomeni ha condotto a valutare il rischio come non rilevante.

La produzione da impianti termoelettrici

potrebbe essere impattata sia dall'innalzamento delle temperature che dalla siccità, per il rischio relativo alle limitazioni al funzionamento degli impianti per difficoltà di raffreddare adeguatamente il ciclo termoelettrico in caso di innalzamento delle temperature estive e/o di abbassamento dei livelli dei corsi d'acqua da cui viene derivata l'acqua di raffreddamento. La stima del potenziale impatto economico-finanziario di tali fenomeni ha condotto a valutare il rischio come non rilevante.

Azioni trasversali di gestione dei rischi climatici

Come sopra esposto, il Gruppo A2A ha, dunque, adottato le seguenti azioni di risposta trasversali ai rischi climatici fisici e *transition*:

- *Governance* articolata in un livello strategico (CdA, Comitato Controllo rischi, Comitato ESG e rapporti con i Territori, Comitato *Sustainable Finance*) e un livello più operativo integrato nel processo di *Enterprise Risk Management* del Gruppo. Flussi informativi strutturati tra i comitati e le strutture organizzative coinvolte per garantire l'allineamento e la sinergia tra i due livelli del processo;
- Piano industriale di lungo periodo basato sui pilastri della transizione energetica e della economia circolare che comprende investimenti di mitigazione dei cambiamenti climatici e di aumento della resilienza di *asset* e infrastrutture;
- monitoraggio dei parametri meteorologici e climatici a supporto della programmazione della produzione di breve, medio e lungo termine;
- ricerca e sperimentazione di tecnologie per la cattura e sequestro della CO₂ emessa con i fumi di combustione;
- procedure e piani di emergenza;
- diversificazione delle fonti di produzione elettrica e della localizzazione geografica degli *asset*;
- analisi di scenario climatico fisico e *transition* a supporto della pianificazione strategica e della valutazione dei rischi climatici. Analisi di sensitività degli impatti economico-finanziari dei principali rischi monitorati;

- utilizzo di una piattaforma informatica per l'analisi dei rischi climatici degli asset del Gruppo che consente di valutare l'esposizione ai pericoli climatici fisici degli impianti e delle infrastrutture in maniera georeferenziata, nel breve, medio e lungo termine, in diversi scenari climatici previsionali;
- monitoraggio delle evoluzioni normative in materia di cambiamenti climatici e transizione energetica, e condivisione dei rischi e delle opportunità ad esse associati tramite specifici Gruppi di lavoro interdisciplinari interni;
- formazione e sensibilizzazione dei dipendenti con cicli di seminari interni sui temi del cambiamento climatico e dell'ambiente;
- copertura assicurativa che copre i danni diretti e indiretti causati da eventi naturali.

Impatto dello scenario e del *climate change* sulle poste di bilancio

Impairment test

Il Gruppo, coerentemente con il principio contabile IAS 36, monitora periodicamente la presenza di *impairment indicators* sulle CGU/Gruppi di CGU, tra cui anche quelli relativi ai rischi connessi al cambiamento climatico (evoluzioni normative o dei consumi, modifiche nelle temperature e piovosità etc.) e allo scenario energetico.

Come descritto nei paragrafi precedenti, l'aggiornamento del Piano industriale e i relativi aggiornamenti di scenario, su cui è basato l'*impairment test* include nativamente effetti legati al *climate change*, non solo nelle proiezioni degli investimenti ma anche nelle proiezioni economiche, al fine di riflettere anche gli eventi recenti in termini, ad esempio, di temperature e idraulicità.

Nell'analisi degli *impairment indicators* effettuata ai fini della relazione finanziaria semestrale sono state considerate anche variabili relative allo scenario energetico, macroeconomico e quelle relative al *climate change* (es. produzioni di energia idroelettrica, piovosità etc.). Dalle analisi effettuate non sono emersi indicatori di *impairment*.

Accantonamenti, passività e attività potenziali

Il rischio di cambiamento climatico non ha determinato la necessità di iscrivere ulteriori passività potenziali in quanto il Gruppo A2A, come richiesto dal principio, rivede annualmente i rischi, procedendo alla stima del valore attuale degli importi necessari per ottemperare ad obbligazioni potenziali future (es. fondi *decommissioning* su discariche o impianti termoelettrici). Tale stima è frutto della metodologia utilizzata dal Gruppo anche negli esercizi precedenti che tiene conto dello scenario macroeconomico.

Per approfondimenti, si rimanda al punto 21 "Fondi rischi, oneri e passività per discariche" delle Note esplicative.

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Tra i contratti di vendita, contabilizzati secondo quanto previsto dai principi contabili, il Gruppo A2A, coerentemente con quanto già svolto negli esercizi precedenti, valuta di volta in volta l'eventuale stima di un accantonamento specifico per i contratti classificabili come onerosi ex IAS 37.

Per approfondimenti, si rimanda al punto 28 "Ricavi" delle Note esplicative.

Tassonomia

Con riferimento all'evoluzione del Regolamento Tassonomia che, a partire dall'esercizio 2024, prevede la valutazione di ammissibilità e allineamento su tutti gli obiettivi ambientali, il Gruppo ha provveduto a integrare le analisi svolte sugli asset aziendali rispetto agli obiettivi climatici previsti dal Regolamento 2020/852. I risultati al 31 dicembre 2025, verificati secondo "Limited Assurance", sono riportati all'interno della Relazione sulla Gestione 2025, nel capitolo dedicato alla Rendicontazione di Sostenibilità.

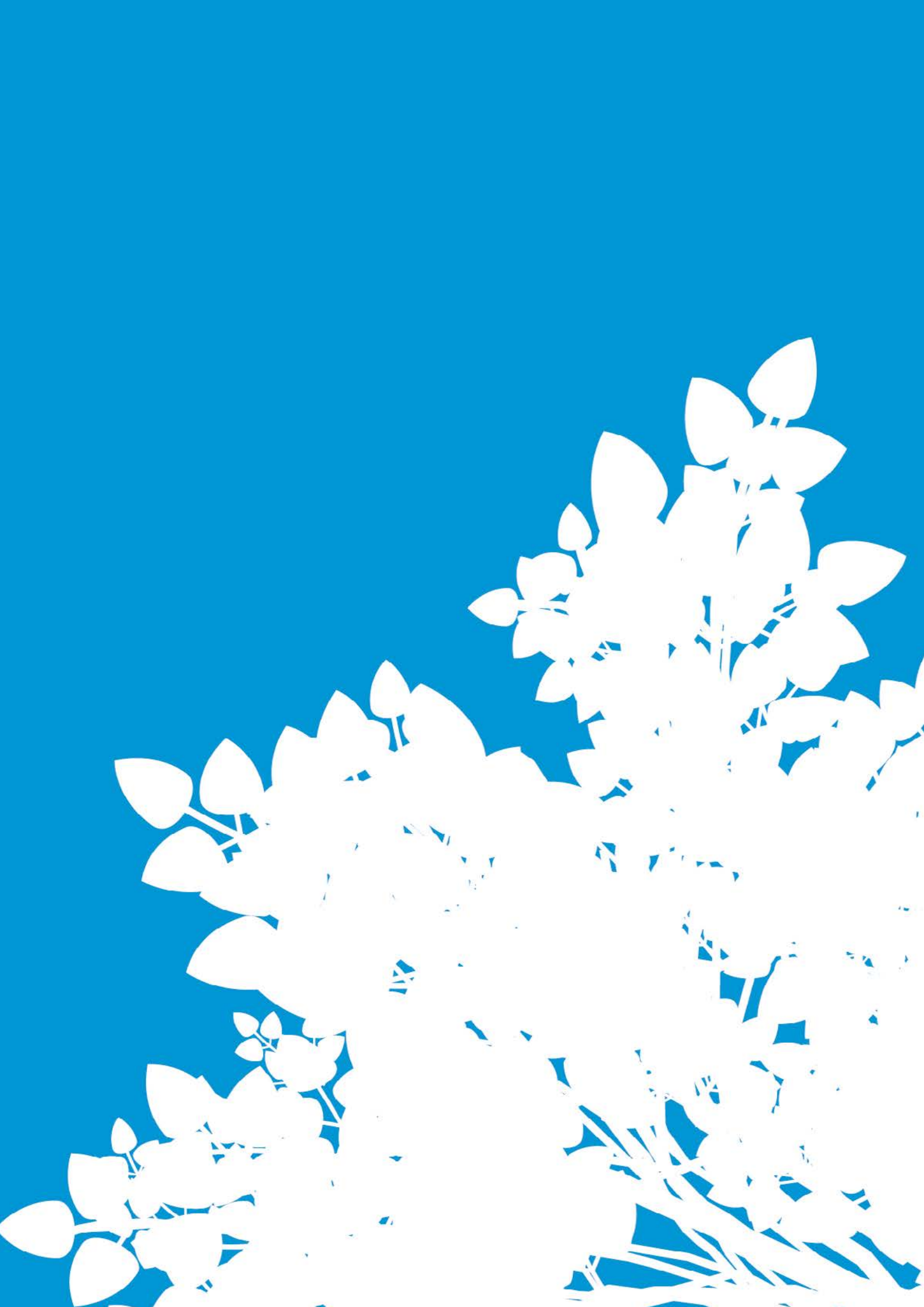
Data la strategicità dell'informativa, il Gruppo conferma l'impegno di fornire tale rendicontazione su base periodica infra-annuale, in maniera specifica sulle spese capitalizzate con l'obiettivo di identificare le attività ammissibili e allineate a tutti e sei gli obiettivi previsti dal Regolamento.

Al 30 giugno 2026 il valore degli investimenti ammissibili alla tassonomia sono pari al 67% mentre quelli allineati risultano pari al 59%.

3.6

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'esercizio 2026 confermano un *EBITDA Adjusted* compreso tra 2,21 e 2,25 miliardi di euro e un Utile Netto di Gruppo *Adjusted*, compreso tra 0,63-0,66 miliardi di euro.





Quadro macroeconomico

Consuntivo

Nel 2025 l'economia mondiale ha evidenziato una resilienza superiore alle attese nonostante le difficoltà connesse ai dazi e all'incertezza geopolitica, la crescita registrata è stata pari al +3,4%. Nella prima parte del 2026 la dinamica globale, pur mantenendosi complessivamente solida nei settori dei servizi e del manifatturiero, ha risentito dell'*escalation* del conflitto in Medio Oriente con una crescita dei rischi al ribasso delle prospettive.

Per quanto concerne le economie avanzate, il PIL degli Stati Uniti, dopo aver chiuso il 2025 con una crescita del +2,1%, ha mostrato un significativo rafforzamento nel primo trimestre del 2026. Secondo quanto rilevato dal *Bureau of Economic Analysis*, infatti, il PIL è aumentato del +2,1% su base trimestrale, in accelerazione rispetto al +0,5% registrato nell'ultimo trimestre del 2025. La Cina ha accelerato nel primo trimestre dell'anno al +5,0% rispetto al +4,5% registrato nel quarto trimestre del 2025, grazie al rafforzamento delle esportazioni e della produzione manifatturiera che hanno compensato la debolezza dei consumi interni e la perdurante crisi del settore immobiliare.

Il PIL dell'Area Euro, nel primo trimestre dell'anno, ha registrato una contrazione del -0,2% su base trimestrale, dopo la crescita del +0,2% rilevata nel trimestre precedente. Il dato riflette un andamento eterogeneo tra le principali economie dell'area: la Spagna ha confermato la maggiore dinamicità, con una crescita del +0,6%, seguita dalla Germania in aumento del +0,3%. La Francia ha invece registrato una flessione del -0,1%, confermando una fase di debolezza economica. Particolarmente significativo il calo dell'Irlanda, con un PIL in diminuzione del -12,1% su base trimestrale e del -16,8% su base annua.

Per quanto concerne l'Italia, nel primo trimestre del 2026 il PIL è cresciuto del +0,4% rispetto al trimestre precedente e del +0,8% rispetto

al primo trimestre del 2025. L'espansione dell'attività economica è stata sostenuta dall'aumento dei consumi (+0,4%) e degli investimenti (+0,7%), oltre che dal contributo positivo della domanda estera netta. Dal lato dell'offerta, i servizi hanno registrato una crescita del +0,4%, mentre industria e agricoltura hanno evidenziato un andamento più debole con quest'ultima in flessione del -0,5%. Per il secondo trimestre dell'anno in corso le stime preliminari di Confcommercio indicano una crescita del PIL italiano del +0,4% su base trimestrale e del +1,3% su base annua supportata dall'andamento favorevole di occupazione, turismo e consumi.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo la stima preliminare resa nota da Eurostat, è attesa al +2,8% nel mese di giugno, in diminuzione rispetto al +3,2% registrato a maggio ed inferiore alle attese degli analisti. Il rallentamento è stato favorito dalla riduzione dei prezzi dell'energia e dei servizi, sebbene il tasso rimanga ancora superiore all'obiettivo del +2% della Banca Centrale Europea. Nella media del primo semestre 2026 l'inflazione acquisita è pari al +2,5%.

In Italia, secondo la stima preliminare dell'ISTAT, nel mese di giugno 2026 l'inflazione registra una variazione nulla su base mensile e del +3,0% su base annua (dal +3,2% del mese precedente). Il rallentamento riflette la decelerazione degli Alimentari (dal +5,5% al +4,5%), dei Servizi culturali (dal +3,0% al +2,7%) e dei Servizi di trasporto (dal +1,7% al +1,1%), solo in parte compensata dall'accelerazione degli Energetici regolamentati (dal +5,6% al +9,3%) e non regolamentati (dal +12,5% al +12,9%). Nella media del primo semestre 2026 l'inflazione acquisita è pari al +2,2%.

Nella riunione di giugno il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea ha aumentato di 25 punti base tutti e tre i tassi di riferimento, effettuando il primo rialzo dal 2023 e confermando l'orientamento restrittivo. La decisione, motivata dalla necessità di riportare

l'inflazione verso il *target* del 2%, ha portato il tasso sui depositi al 2,25%, quello sulle operazioni di rifinanziamento principali al 2,40% e quello sulle operazioni di rifinanziamento marginale al 2,65%. Diversamente dalla Banca Centrale Europea, la *Federal Reserve* non ha apportato modifiche alla propria politica monetaria e ha confermato il tasso di riferimento in un intervallo compreso tra il 3,50% e il 3,75%, segnalando che le implicazioni degli sviluppi in Medio Oriente per l'economia statunitense risultano, allo stato attuale, difficili da valutare.

Nella media del primo semestre 2026 il tasso di cambio EUR/USD è stato pari a 1,17 dollari, in aumento del 6,8% rispetto al primo semestre dell'anno precedente. L'apprezzamento dell'Euro appare tuttavia riconducibile prevalentemente al ridimensionamento della domanda di Dollari statunitensi piuttosto che a un rafforzamento strutturale della valuta europea.

Le prospettive

Le prospettive di crescita economica rimangono caratterizzate da un elevato grado di instabilità. Il contesto internazionale, condizionato dalle tensioni geopolitiche in Medio Oriente e da condizioni finanziarie ancora restrittive potrebbe esercitare pressioni al ribasso sull'andamento dell'attività economica; a tale dinamica contribuiscono anche i rendimenti degli investimenti in Intelligenza Artificiale che risultano inferiori alle attese. La riduzione dei dazi statunitensi offre un contributo solo parziale, in un contesto che continua a presentare incertezza sull'evoluzione delle politiche commerciali. Secondo le proiezioni del Fondo monetario internazionale (FMI), pubblicate nel *World Economic Outlook* di luglio, il PIL mondiale è atteso in crescita del +3,0% nel 2026 (dal +3,1% stimato ad aprile) e del +3,4% nel 2027. La revisione al ribasso per l'anno in corso riflette l'aumento dei prezzi energetici e l'incertezza geopolitica, solo in

parte mitigate dagli investimenti tecnologici e da un contesto tariffario più favorevole. La crescita degli Stati Uniti dovrebbe subire una frenata rispetto al rapido ritmo di incremento recente, raggiungendo il +2,3% nel 2026 e il +2,2% nel 2027. In Cina, la crescita è attesa rallentare al +4,6% nel 2026 e al +4,4% nel 2027, risentendo della fine dei sussidi, dei prezzi energetici più elevati e della debolezza degli investimenti, solo in parte compensati da nuovi progetti infrastrutturali. In Giappone, il sostegno agli investimenti e alla domanda derivante da profitti elevati e misure fiscali dovrebbe essere controbilanciato dai maggiori costi energetici, con una crescita attesa al +0,6% nel 2026 e al +0,7% nel 2027. In India, la crescita del PIL dovrebbe attestarsi al +6,4% nel 2026 e al +6,7% nel 2027.

Il PIL dell'Area Euro, secondo le proiezioni degli esperti della Banca Centrale Europea pubblicate in giugno, dovrebbe attestarsi al +0,8% nel 2026, al +1,2% nel 2027 e al +1,5% nel 2028. Rispetto alle proiezioni dello scorso marzo, l'espansione del PIL è stata rivista al ribasso di 0,1 punti percentuali sia per il 2026 che per il 2027 a seguito dell'intensificarsi del conflitto in Medio Oriente e del deterioramento della fiducia dei consumatori. All'interno dell'Area Euro la Germania dovrebbe accelerare al +0,7% nel 2026 per poi raggiungere il +1,1% nel 2027. Una politica fiscale più restrittiva rappresenterà un ostacolo in Francia: il PIL è atteso crescere al +0,6% nel 2026 e al +0,9% nel 2027. Nel Regno Unito l'inasprimento fiscale e l'aumento dei prezzi dell'energia dovrebbero contenere la crescita, con un PIL atteso al +1,0% nel 2026 e al +1,3% nel 2027. La Spagna prosegue il suo percorso di espansione: dopo il +2,8% nel 2025 il PIL è atteso crescere al +2,1% nel 2026 e al +1,8% nel 2027.

Secondo le stime della Banca d'Italia, il PIL italiano è atteso crescere al +0,5% nel 2026, al +0,4% nel 2027, per poi accelerare al +0,9% nel 2028. La dinamica del PIL continua a risentire della debolezza della domanda interna,

penalizzata dall'aumento dei prezzi energetici e dal perdurare delle incertezze geopolitiche. Il tasso di disoccupazione è previsto scendere al 5,4% nella media del 2026 per poi attestarsi al 5,5% sia nel 2027 che nel 2028.

L'inflazione globale rimane fortemente condizionata dall'evoluzione del conflitto in Medio Oriente, che potrebbe avere effetti duraturi sui prezzi energetici, sugli scambi internazionali e sulla fiducia di famiglie e imprese. Nelle stime del Fondo Monetario Internazionale di luglio 2026, il tasso di inflazione è previsto al +4,7% nel 2026 e al +3,9% nel 2027.

Secondo le proiezioni macroeconomiche formulate a giugno dagli esperti dell'Eurosistema, l'inflazione nell'Area Euro è attesa al +3,0% nel 2026, per poi scendere al +2,3% nel 2027 ed al +2,0% nel 2028. Rispetto alle proiezioni di marzo, la Banca Centrale Europea ha rivisto al rialzo le stime di inflazione per il 2026 e il 2027, principalmente a causa dell'aumento dei prezzi energetici, destinato a riflettersi anche sui prezzi alimentari, nonché di beni e servizi.

Per quanto attiene l'Italia, l'inflazione è attesa al +3,1% nel 2026, per poi contrarsi al +2,0% nel 2027 e al +1,9% nel 2028. L'accelerazione prevista per l'anno in corso è riconducibile principalmente al rialzo dei prezzi dell'energia, determinato dall'aumento delle quotazioni delle materie prime.

Il rallentamento dell'inflazione registrato a giugno rafforza l'ipotesi che la Banca Centrale Europea, dopo il rialzo effettuato nel medesimo mese, possa mantenere invariati i tassi di interesse nelle prossime riunioni, sebbene i mercati continuino ad attendersi ulteriori interventi restrittivi entro la fine dell'anno. Per definire l'orientamento di politica monetaria adeguato, il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea seguirà un approccio guidato dai dati secondo il quale le decisioni vengono definite di volta in volta ad ogni riunione. Analoga impostazione è stata sostenuta dal Presidente della *Federal Reserve*, Kevin Warsh, che ha escluso indicazioni preventive sulle future mosse di politica monetaria, ribadendo la necessità di adottare un approccio flessibile e dipendente dai dati.

L'andamento del cambio EUR/USD si inserisce in un contesto ancora fortemente condizionato dalle tensioni geopolitiche, con i mercati che si muovono tra timori di un'ulteriore *escalation* del conflitto in Iran. In tale quadro, il cambio EUR/USD risulta esposto a forze contrapposte: da un lato, il rischio di un ampliamento del conflitto, che tende a sostenere il Dollaro; dall'altro, l'eventualità di accordi temporanei, che potrebbe favorire un rafforzamento dell'Euro. Le più recenti proiezioni, formulate dai principali analisti, prevedono un tasso di cambio EUR/USD medio pari a 1,17 dollari per il triennio 2026-2028.

4.2

Andamento del mercato energetico

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nei primi cinque mesi del 2026 è stato pari a 128.637 GWh, in aumento del 2,6% rispetto al fabbisogno del medesimo periodo del 2025 (fonte: Terna). Il suddetto fabbisogno è stato soddisfatto per il 41,8% da fonti energetiche non rinnovabili, per la medesima percentuale (41,8%) da fonti energetiche rinnovabili e per la restante quota dal saldo estero.

La produzione netta di energia elettrica nei primi cinque mesi del 2026 è risultata pari a 109.837 GWh, in crescita del 2,1% rispetto ai 107.591 GWh del corrispondente periodo del 2025. Con riferimento alle singole fonti, gli incrementi maggiormente significativi sono stati registrati dalla produzione fotovoltaica, salita a 19.747 GWh (+20,4%) e dalla fonte eolica che ha raggiunto 11.790 GWh (+18,8%). In controtendenza la produzione idroelettrica, pari a 13.966 GWh in diminuzione del 19,3% rispetto ai primi cinque mesi del 2025 per effetto di una minore idraulicità. La produzione termoelettrica si è mantenuta sostanzialmente stabile a 60.374 GWh (-0,3%) mentre la produzione geotermica ha evidenziato un lieve calo (-2,5%) attestandosi a 2.147 GWh. Nei primi cinque mesi del 2026 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 53,8 TWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2025 del +2,7%. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'85,4% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte.

Il valore medio del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nel primo semestre 2026 si è attestato a 127,0 €/MWh in aumento del +5,9% rispetto al medesimo periodo del 2025. Dopo un inizio d'anno su livelli elevati, con una media di 132,7 €/MWh a gennaio, le quotazioni hanno registrato un andamento altalenante, toccando il massimo periodale nel mese di marzo, quando il PUN Base

ha raggiunto il valore di 143,4 €/MWh. Anche il prezzo nelle ore di alto carico (*PUN Peak Load*) ha evidenziato un incremento nel primo semestre 2026, con un valore medio pari a 128,4 €/MWh, in crescita del 3,6% rispetto ai 124,0 €/MWh rilevati nel primo semestre 2025. Il prezzo medio nelle ore a basso carico (*PUN Off-Peak*) nei primi sei mesi del 2026 si è attestato a 126,1 €/MWh, con un incremento del +7,3% rispetto al medesimo periodo del 2025. Per l'intero anno 2026 le curve *forward* indicano prezzi di *PUN Base Load* con valori medi prossimi a 130,4 €/MWh.

Gas Naturale

Nel primo semestre 2026 i consumi di gas naturale in Italia risultano sostanzialmente stabili rispetto al medesimo periodo del 2025. La domanda complessiva si attesta infatti a 33.500 milioni di mc, in linea con i 33.550 milioni di mc registrati nel primo semestre dell'anno precedente (-0,1%). I consumi del settore termoelettrico evidenziano una sensibile crescita, raggiungendo 10.551 milioni di mc, in aumento del 4,7% rispetto al primo semestre 2025, a conferma del ruolo centrale della generazione a gas nel sistema energetico nazionale. I volumi destinati al settore industriale risultano sostanzialmente stabili, attestandosi a 5.964 milioni di mc (-0,8%), mentre il comparto residenziale e commerciale mostra una lieve contrazione, con consumi pari a 15.251 milioni di mc (-1,4%).

Dal lato dell'offerta, nel primo semestre 2026 si osserva un lieve incremento delle importazioni di gas naturale, che si attestano a 30.952 milioni di mc, in crescita dello 0,7% rispetto ai 30.737 milioni di mc del corrispondente periodo del 2025. Al contrario, la produzione nazionale registra una marcata flessione, attestandosi a 1.410 milioni di mc (-15,8%). Il contributo dello stoccaggio rimane sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente (+0,1%). Le importazioni hanno rappresentato circa il 95,6% dell'approvvigionamento nazionale al netto dei

movimenti di stoccaggio, confermando la forte dipendenza del sistema italiano dalle forniture estere.

Per quanto concerne le quotazioni del gas naturale, nel corso del primo semestre 2026 il prezzo medio del gas al *PSV* si è attestato a 44,2 €/MWh, in lieve aumento rispetto al valore registrato nel corrispondente periodo del 2025 (+2,1%). In tale periodo il prezzo del gas al *PSV* ha mostrato un andamento volatile: dopo un avvio d'anno su livelli relativamente contenuti, con quotazioni di 37,8 €/MWh a gennaio, il prezzo accelera bruscamente a marzo, quando raggiunge il massimo semestrale di 52,1 €/MWh, sostenuto dalle tensioni geopolitiche internazionali e dalle crescenti preoccupazioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici europei. Nel secondo trimestre le quotazioni hanno ritracciato lievemente mantenendosi però su valori medi elevati. Analoghe le dinamiche dei prezzi sui principali *hub* europei: il prezzo medio del gas al *TTF* nel primo semestre 2026 è pari a 42,6 €/MWh, in aumento del +3,3% rispetto al primo semestre 2025. L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale *PSV-TTF* per il periodo in esame pari a 1,6 €/MWh, inferiore al differenziale medio di circa 2,1 €/MWh registrato nel corrispondente periodo del 2025. Le previsioni per l'intero 2026 vedono quotazioni del gas sui principali mercati europei con un prezzo medio atteso del gas a 42,7 €/MWh per il *TTF* e 44,2 €/MWh per il *PSV*; le rispettive curve *forward* evidenziano un differenziale *PSV-TTF* positivo e nell'intorno di 1,5 €/MWh.

Petrolio e carbone

Nel primo semestre del 2026 le quotazioni del petrolio presentano un valore medio pari a 87,3 \$/bbl in crescita del 23,3% rispetto a quanto consuntivato nel primo semestre 2025. Nel periodo in esame le quotazioni del Brent hanno evidenziato un andamento fortemente volatile, passando da un minimo di 64,7 \$/bbl a inizio anno a un picco di 103,5 \$/bbl nel mese di maggio. Dopo il marcato rialzo registrato a marzo, con prezzi pari a 99,4 \$/bbl, le quotazioni si sono mantenute su livelli elevati per poi ridimensionarsi

nel mese di giugno attestandosi a 84,4 \$/bbl. Nel medesimo periodo il cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,17, in rafforzamento rispetto a 1,09 del primo semestre 2025 (+6,8%), attenuando parzialmente l'incremento delle quotazioni espresse in €/bbl che nel primo semestre 2026 risultano superiori del +15,1% rispetto a quelle registrate nel primo semestre 2025. Le curve *forward* aggiornate indicano per l'intero 2026 un prezzo medio del petrolio pari a circa 79,9 \$/bbl.

L'*Energy Information Administration (EIA)* ha comunicato che la domanda globale di petrolio ha mostrato una significativa contrazione nella prima metà del 2026, attestandosi a 100,4 milioni di barili al giorno, a causa delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente, della temporanea chiusura dello Stretto di Hormuz, dei prezzi elevati dei carburanti e delle misure adottate da diversi governi per contenere i consumi energetici. L'*EIA* prevede che la domanda mondiale di petrolio nel 2026 si attesti a 102,8 milioni di barili al giorno, in calo di circa 1,2 milioni di barili al giorno rispetto al 2025. La riduzione interesserà principalmente le economie non-OECD, che contribuiranno per circa 0,8 milioni di barili al giorno alla diminuzione complessiva dei consumi. Per il 2027 è invece attesa una ripresa della domanda fino a 104,8 milioni di barili al giorno, sostenuta dal completo ripristino dei flussi commerciali internazionali, dalla normalizzazione delle forniture mediorientali e dalla prevista riduzione dei prezzi del petrolio. Secondo l'*EIA*, la crescita della domanda sarà concentrata prevalentemente nei Paesi non-OECD, mentre nelle economie OECD i consumi dovrebbero rimanere sostanzialmente stabili. Permangono tuttavia elementi di incertezza legati all'evoluzione del contesto geopolitico e alla velocità di ripresa dei consumi nei mercati emergenti. Sul fronte dell'offerta, la produzione globale di petrolio nel secondo trimestre 2026 è calata a 95,3 milioni di barili al giorno. L'*EIA* prevede che la produzione mondiale si attesti in media a 101,9 milioni di barili al giorno nel 2026. Per il 2027 è invece atteso un significativo recupero dell'offerta fino a 109,8 milioni di barili al giorno. La produzione di greggio dei paesi membri dell'OPEC è stata di 20,0 milioni di barili al giorno nel secondo trimestre del 2026. L'*EIA* prevede che la produzione di greggio OPEC scenderà a 25,1 milioni di barili al giorno nel 2026 e arriverà a 30,0

milioni di barili al giorno nel 2027. La produzione di greggio statunitense è stata di 13,9 milioni di barili al giorno nel secondo trimestre 2026. Nel 2026 la produzione media di greggio negli Stati Uniti è prevista attestarsi a circa 13,8 milioni di barili al giorno, in lieve aumento rispetto al 2025. Per il 2027, l'EIA prevede una ulteriore crescita della produzione statunitense, che dovrebbe raggiungere un valore di circa 14,0 milioni di barili al giorno.

Nel primo semestre del 2026 le quotazioni del carbone hanno evidenziato una tendenza rialzista, passando da 99,0 \$/tonn a inizio anno a un massimo di 124,2 \$/tonn nel mese di giugno.

Dopo il forte incremento registrato nel primo trimestre, con un picco di 118,8 \$/tonn a marzo, i prezzi si sono mantenuti su livelli sostenuti, proseguendo la fase di rafforzamento fino al massimo raggiunto a giugno. La quotazione media del periodo in esame è pari a 110,2 \$/tonn con una crescita del 10,2% rispetto a quanto consuntivato nei primi sei mesi del 2025 (100,0 \$/tonn). Il rafforzamento dell'euro nei confronti del dollaro ha tuttavia attenuato l'incremento delle quotazioni espresse in euro, con un prezzo medio pari a circa 94,5 €/tonn rispetto ai 91,7 €/tonn del primo semestre 2025 (+3,1%). Per l'anno 2026 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi a 112,0 \$/tonn.





Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della *Business Unit Generazione e Trading* è relativa alla gestione portafoglio impianti di generazione¹ 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 e si occupa di fornire servizi di efficienza energetica.

Business Unit Circular Economy

L'attività della *Business Unit Circular Economy* è relativa alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia, e alla gestione sostenibile dell'acqua e delle reti di teleriscaldamento.

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.

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.

La *Business Unit* gestisce inoltre l'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione) e l'attività 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* sia delle centrali di cogenerazione che delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì incluse le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

Business Unit Smart Infrastructures

La *Business Unit Smart Infrastructures* svolge attività di sviluppo e gestione delle infrastrutture funzionali alla molteplicità dei servizi che il Gruppo fornisce, puntando su tecnologia e innovazione.

¹ Potenza installata complessivamente pari a 9,7 GW.

In particolare, l'attività della *Business Unit* riguarda prevalentemente lo sviluppo e la gestione tecnico-operativa delle reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale, il relativo servizio di misura, caratterizzato da importanti evoluzioni dal punto di vista tecnologico grazie all'utilizzo di contatori intelligenti.

La *Business Unit Smart Infrastructures*, inoltre, sviluppa infrastrutture nel campo delle telecomunicazioni, progetta soluzioni e applicazioni finalizzate alla realizzazione di nuovi modelli di città e territorio e al miglioramento della qualità della vita dei cittadini. Sviluppa e gestisce gli impianti di illuminazione pubblica e di regolazione del traffico; realizza e gestisce, infine, una rete di infrastrutture di ricarica funzionali all'elettrificazione dei trasporti.

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, servizi di fonia fissa e mobile, 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*.

Di seguito, si riporta una sintesi dei principali dati economici per aree di attività, con l'enucleazione degli *special items*, consentendo in questo modo una più chiara rappresentazione dell'andamento della gestione caratteristica.

I dati al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli comparabili con il primo semestre 2026, includendo tra gli ammortamenti gli effetti della *Purchase Price Allocation* relativa all'acquisizione di Duereti S.r.l., avvenuta al 31 dicembre 2025. I dati includono inoltre la riclassificazione tra i ricavi di *special items* per 8 milioni di euro, riferiti alla *Business Unit Circular Economy* e principalmente relativi all'aggiustamento prezzo per l'acquisizione della partecipazione in TecnoA (WtE Crotone).

Risultati per aree di attività primo semestre 2026

milioni di euro

	Generazione e Trading	Mercato	Circular Economy	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Conto Economico Adjusted	Special Items	Conto Economico Reported
Ricavi di vendita e prestazioni	5.699	4.000	1.139	553	172	(3.329)	8.234	-	8.234
Altri ricavi e proventi	132	18	35	9	16	(19)	191	-	191
Totale ricavi	5.831	4.018	1.174	562	188	(3.348)	8.425	-	8.425
Costi operativi	5.382	3.743	643	228	113	(3.348)	6.761	-	6.761
Costi per il personale	55	43	238	49	98	-	483	-	483
Margine operativo lordo	394	232	293	285	(23)	-	1.181	-	1.181
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	147	91	138	122	42	-	540	-	540
Risultato operativo netto	247	141	155	163	(65)	-	641	-	641
Investimenti	80	59	240	241	98	-	718	-	718

Risultati per aree di attività primo semestre 2025

milioni di euro

	Generazione e Trading	Mercato	Circular Economy	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Conto Economico Adjusted	Special Items	Conto Economico Reported
Ricavi di vendita e prestazioni	4.356	3.646	1.162	558	171	(3.133)	6.760	-	6.760
Altri ricavi e proventi	69	16	18	30	24	(26)	131	8	139
Totale ricavi	4.425	3.662	1.180	588	195	(3.159)	6.891	8	6.899
Costi operativi	3.952	3.396	630	262	122	(3.159)	5.203	-	5.203
Costi per il personale	53	37	228	50	97	-	465	-	465
Margine operativo lordo	420	229	322	276	(24)	-	1.223	8	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	138	83	123	126	44	-	514	-	514
Risultato operativo netto	282	146	199	150	(68)	-	709	8	717
Investimenti	133	55	189	258	46	-	681	-	681

5.2

Business Unit Generazione e Trading

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

394

milioni di euro

Ebitda Adjusted

(-6,2% rispetto al 2025)

80

milioni di euro

Investimenti

133 milioni nel 2025 (-39,8%)

3.292

GWh

Produzione termoelettrica CCGT

(+2,7% vs 2025)

1.871

GWh

Produzioni idroelettriche

(-5,2% vs 2025)

264

GWh

Produzioni fotovoltaico

(+27,5% vs 2025)

266

GWh

Produzioni eolico

(+21,5% vs 2025)

127,0

€/MWh

Prezzo Unico Nazionale

(+5,9% vs 2025)

-10,9

€/MWh

Clean Spark

Spread

Dati operativi

Produzione netta energia elettrica (GWh)

		30.06.2025	Variazione	% 2026/2025
Produzione netta Termoelettrica	3.365	3.258	107	3,3%
- CCGT	3.292	3.205	87	2,7%
- Olio	73	53	20	37,7%
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	2.401	2.399	2	0,1%
- Idroelettrica	1.871	1.973	(102)	(5,2%)
- Fotovoltaica	264	207	57	27,5%
- Eolica	266	219	47	21,5%
Totale produzione netta	5.766	5.657	109	1,9%

Nel primo semestre del 2026 la *Business Unit* Generazione e *Trading* ha contribuito alla copertura dei fabbisogni di vendita del Gruppo A2A attraverso 5,8 TWh di energia elettrica prodotta dai propri impianti (5,7 TWh al 30 giugno 2025).

In particolare, la generazione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 2,4 TWh, sostanzialmente in linea con il primo semestre dell'anno precedente. Il contributo dei nuovi impianti eolici e fotovoltaici entrati in esercizio nel secondo semestre 2025 e nei primi mesi del 2026, unitamente al *repowering* di asset esistenti, è stato compensato dal calo del 5% dei volumi prodotti da fonte idroelettrica rispetto al primo semestre 2025. La minore idraulicità registrata negli impianti del Nord Italia, in particolare nei mesi di maggio e giugno, è stata solo in parte compensata dal contributo degli impianti della Calabria. La generazione termoelettrica si è attestata a 3,4 TWh, in aumento del 3% rispetto al primo semestre 2025 (3,3 TWh). L'incremento, che ha interessato le centrali a ciclo combinato, è riconducibile alla maggiore domanda contendibile, sostenuta dalle minori importazioni e dalle temperature più rigide registrate nel primo trimestre 2026 rispetto ai primi mesi dell'anno precedente. Si registra inoltre un incremento della produzione dell'impianto a olio di San Filippo del Mela, riconducibile al maggior ricorso all'impianto da parte di Terna.

Dati economici

milioni di euro

	01.01.2026 <i>Adjusted</i>	01.01.2025 30.06.2025 <i>Adjusted</i>	Variazione	% 2026/2025
Ricavi	5.831	4.425	1.406	31,8%
Costi operativi	(5.382)	(3.952)	(1.430)	36,2%
Costo del personale	(55)	(53)	(2)	3,8%
Margine Operativo Lordo	394	420	(26)	(6,2%)
% su Ricavi	6,8%	9,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(147)	(138)	(9)	6,5%
Risultato Operativo Netto	247	282	(35)	(12,4%)
% su Ricavi	4,2%	6,4%		
Investimenti	80	133	(53)	(39,8%)
FTE	1.123	1.121	2	0,2%

I ricavi del periodo si sono attestati a 5.831 milioni di euro, in aumento di 1.406 milioni di euro (+32%) rispetto al primo semestre del 2025 prevalentemente per i maggiori volumi venduti e intermediati, a prezzi unitari più elevati.

I costi operativi del periodo sono stati pari a 5.382 milioni di euro, in aumento del 36% rispetto al primo semestre 2025, principalmente per effetto dei maggiori acquisti di *commodity* energetiche e dell'incremento dei relativi costi unitari.

I costi per il personale sono stati pari a 55 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025, riconducibile interamente all'aumento del costo unitario per incrementi retributivi (contratti collettivi e azioni di politica retributiva).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 394 milioni di euro, in riduzione di 26 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025.

La variazione è principalmente riconducibile ai seguenti contributi:

- entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici ed eolici nel 2025 e nei primi mesi del 2026, nonché *repowering* di asset esistenti;
- positivo andamento del portafoglio di *trading* e delle azioni di *energy management*.

Tali effetti sono stati più che compensati da:

- minori produzioni da impianti idroelettrici, a seguito della minore idraulicità registrata negli impianti del Nord Italia, in particolare nei mesi di maggio e giugno, parzialmente compensata dalla maggior idraulicità della Calabria.
- maggiori canoni idroelettrici, in seguito alla Delibera del 30 dicembre 2025 di Regione Lombardia che, nel sancire la prosecuzione temporanea delle concessioni scadute, ha rideterminato la potenza nominale media delle concessioni, a valere, in parte, anche sugli anni pregressi.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 147 milioni di euro (138 milioni di euro al 30 giugno 2025), in aumento di 9 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente. La variazione è riconducibile ai maggiori ammortamenti per gli investimenti realizzati nel periodo luglio 2025 - giugno 2026, in parte compensati dai minori accantonamenti per rischi.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 247 milioni di euro (282 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Gli investimenti sono risultati pari a 80 milioni di euro (133 milioni di euro nel primo semestre del 2025). Sono stati effettuati interventi di sviluppo per 50 milioni di euro, di cui circa 36 milioni di euro relativi ad impianti fotovoltaici ed eolici finalizzati ad accelerare la crescita della generazione da fonti rinnovabili e circa 13 milioni di euro per interventi su impianti termoelettrici a ciclo combinato (nuovo CCGT di Monfalcone).

Circa 30 milioni di euro hanno riguardato attività di manutenzione straordinaria, di cui principalmente 18 milioni di euro per gli impianti termoelettrici e 7 milioni di euro per i nuclei idroelettrici e gli impianti fotovoltaici.

Business Unit Mercato

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

232

milioni di euro

Ebitda *Adjusted*

(+1,3% rispetto al 2025)

59

milioni di euro

Investimenti

55 milioni nel 2025 (+7,3%)

15.917

GWh

Vendite energia elettrica

(+24,1% vs 2025)

1.477

Mmc

Vendita gas

(-4,8% vs 2025)

2.054

(#/1000) POD

**Clienti mercato *retail* ele
mercato libero: 1.586 POD
(-0,5% rispetto al 2025)**

1.461

(#/1000) PDR

**Clienti mercato *retail* gas
mercato libero: 1.284 PDR
(-5,6% rispetto al 2025)**

Dati operativi

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	15.341	12.162	3.179	26,1%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	73	82	(9)	(11,2%)
Vendite Energia Elettrica Tutele Graduali (GWh)	504	584	(80)	(13,7%)
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	15.917	12.828	3.089	24,1%

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	1.586	1.594	(8)	(0,5%)
POD Energia Elettrica Tutele Graduali (#/1000)	390	444	(54)	(12,2%)
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	78	84	(6)	(6,7%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	2.054	2.122	(68)	(3,2%)

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.398	1.495	(97)	(6,5%)
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	51	57	(6)	(11,0%)
Vendite Gas FUI/FDD	28	-	28	n.s.
Totale Vendite Gas (Mmc)	1.477	1.552	(75)	(4,8%)

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	1.284	1.360	(76)	(5,6%)
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	152	168	(16)	(9,5%)
PDR Gas FUI/FDD	25	-	25	n.s.
Totale PDR Gas (#/1000)	1.461	1.528	(67)	(4,4%)

La numerica POD e PDR è relativa al mercato *Mass Market*.

Nel primo semestre del 2026 la *Business Unit* Mercato ha venduto 15,9 TWh di energia elettrica, in crescita del 24% rispetto al primo semestre dell'anno precedente principalmente grazie all'aumento dei volumi forniti ai grandi clienti (+35% rispetto ai primi sei mesi del 2025). Le vendite gas, pari a 1,5 miliardi di mc, evidenziano una riduzione del 5% rispetto al primo semestre del 2025 a seguito principalmente dei minori volumi destinati al segmento *mass market* e ai grandi clienti.

I punti di fornitura, pari a 3,5 milioni di unità a giugno 2026, risultano in riduzione del 4% rispetto al primo semestre 2025, principalmente per il minor contributo dei clienti delle tutele graduali e del mercato gas. Risultano sostanzialmente in linea i clienti del segmento elettrico *mass market*.

Dati economici

milioni di euro

	01.01.2026 <i>Adjusted</i>	01.01.2025 30.06.2025 <i>Adjusted</i>	Variazione	% 2026/2025
Ricavi	4.018	3.662	356	9,7%
Costi operativi	(3.743)	(3.396)	(347)	10,2%
Costo del personale	(43)	(37)	(6)	16,2%
Margine Operativo Lordo	232	229	3	1,3%
% su Ricavi	5,8%	6,3%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(91)	(83)	(8)	9,6%
Risultato Operativo Netto	141	146	(5)	(3,4%)
% su Ricavi	3,5%	4,0%		
Investimenti	59	55	4	7,3%
FTE	1.193	1.126	67	6,0%

I ricavi si sono attestati a 4.018 milioni di euro (3.662 milioni di euro a giugno 2025). L'incremento registrato è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute nel comparto elettrico.

I costi operativi del primo semestre 2026 sono stati pari a 3.743 milioni di euro, in aumento di 347 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2025 a seguito dei maggiori volumi di energia elettrica acquistati.

I costi per il personale si sono attestati a 43 milioni di euro (37 milioni di euro nel primo semestre del 2025), in incremento di 6 milioni di euro (+16%). Tale variazione è stata determinata in parte dall'aumento del costo unitario di circa il 5% per incrementi retributivi (contratti collettivi e azioni di politica retributiva) ed in parte dall'incremento degli FTE, pari a 1.193 unità (1.126 FTE al 30 giugno 2025). La variazione è legata al piano di potenziamento delle strutture in linea con gli obiettivi strategici pianificati.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 232 milioni di euro, in aumento di 3 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente. Il Margine Operativo Lordo è in crescita principalmente per effetto del contributo positivo del mercato elettrico, che nel confronto con l'anno precedente ha beneficiato di minori oneri

di *retention* e di maggiori volumi venduti (15,9 TWh, +3,1 TWh rispetto al primo semestre 2025), relativi in particolare al segmento grandi clienti, in parte compensati da una minore marginalità.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 91 milioni di euro (83 milioni di euro a giugno 2025), in aumento di 8 milioni di euro per effetto dei maggiori ammortamenti connessi agli investimenti realizzati nel periodo luglio 2025 - giugno 2026 e dei maggiori accantonamenti per svalutazione crediti, conseguenti alla crescita del fatturato.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto risulta pari a 141 milioni di euro (146 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Gli investimenti del primo semestre si sono attestati a 59 milioni di euro (55 milioni di euro nel primo semestre del 2025) e hanno riguardato:

- il comparto *Energy Retail* con 56 milioni di euro per oneri capitalizzati di acquisizione di nuovi clienti e per interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme *Hardware* e *Software*, finalizzati al supporto delle attività di fatturazione e gestione clienti delle società di vendita del Gruppo;
- il comparto *Energy Solutions* con 3 milioni di euro per progetti di efficienza energetica.

5.4

Business Unit Circular Economy

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Circular Economy*:

293

milioni di euro

Ebitda Adjusted

(-9% rispetto al 2025)

240

milioni di euro

Investimenti

189 milioni nel 2025 (+27%)

430

GWh

Energia elettrica ceduta da impianti di cogenerazione

(+17,2% vs 2025)

1.013

GWh

Energia elettrica ceduta da WtE e impianti biomasse e bioenergie

(-8,3% vs 2025)

2.326

Kton

Rifiuti smaltiti

(-3,9% vs 2025)

621

Kton

Smaltimenti recupero materia

(+8,4% vs 2025)

1.081

Kton

Smaltimenti recupero energia

(-8,6% vs 2025)

629

M€

RAB Servizi idrici

(+11,3% vs 2025)

1.742

GWh

Vendite calore e freddo

(-3% vs 2025)

Dati operativi

Ambiente

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Rifiuti raccolti (Kton)	946	955	(9)	(0,9%)
Residenti serviti (#/1000)	4.110	3.953	157	4,0%
Energia elettrica venduta (GWh)	1.013	1.105	(92)	(8,3%)
Biometano (Mm ³)	10	8	2	25,0%

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Rifiuti smaltiti (kton)				
Recupero energia	1.081	1.183	(102)	(8,6%)
Recupero materia	621	573	48	8,4%
Altro	624	665	(41)	(6,2%)
Totale	2.326	2.421	(95)	(3,9%)

Le quantità riportate sono al lordo degli smaltimenti infragruppo.

Nel primo semestre 2026 i residenti serviti, pari a 4.110 mila unità, sono risultati in aumento del 4%, in seguito alla nuova gestione del comune di Cuneo.

L'energia elettrica ceduta dai termovalorizzatori e dagli impianti a biomasse e bioenergie, pari a 1.013 GWh, si è ridotta dell'8% rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente. La flessione è riconducibile principalmente alla minore disponibilità del termovalorizzatore di Parona, a seguito del guasto alla linea 2, e al fermo degli impianti di bioenergie interessati dalla conversione ad assetto di produzione di biometano.

I rifiuti smaltiti, comprensivi di quelli infragruppo, si sono attestati a 2.326 migliaia di tonnellate, in riduzione del 4% rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente, principalmente per i minori smaltimenti da impianti di recupero energia, a seguito della minore disponibilità della linea 2 del termovalorizzatore di Parona e del fermo del termovalorizzatore di Brescia per accidentalità. Il calo è stato parzialmente compensato dal contributo del recupero materia, grazie al sito di trattamento plastica di Cavaglià, oggetto di *revamping* nei primi mesi del 2025, al contributo della filiera B2B e alle maggiori quantità trattate presso le piattaforme FORSU di Lacchiarella e Cavaglià.

Calore

GWh

Fonti		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Impianti di:	801	829	(28)	(3,3%)
- Lamarmora	118	120	(2)	(2,0%)
- Famagosta	38	31	7	21,5%
- Tecnocity	64	67	(3)	(4,3%)
- Canavese	48	69	(21)	(30,1%)
- Linate e Malpensa	133	138	(5)	(3,3%)
- Altri impianti	400	404	(4)	(1,0%)
Acquisti da:	1.107	1.249	(142)	(11,4%)
- terzi	207	315	(108)	(34,3%)
- altri <i>Business</i> del Gruppo	900	934	(34)	(3,7%)
Totale fonti	1.908	2.078	(170)	(8,2%)
Usi				
Vendite calore ai clienti finali	1.689	1.743	(54)	(3,1%)
Perdite di distribuzione	219	335	(116)	(34,8%)
Totale Usi	1.908	2.078	(170)	(8,2%)
Vendite freddo	53	52	1	1,9%
Energia elettrica da cogenerazione	430	367	63	17,2%

Le vendite di calore e freddo del comparto teleriscaldamento nel periodo in esame si sono attestate a 1,7 TWh, in riduzione del 3% rispetto ai volumi venduti del primo semestre dell'esercizio precedente, per effetto dei minori consumi unitari.

L'energia elettrica ceduta dagli impianti di cogenerazione si è attestata a 430 GWh, in aumento del 17% rispetto ai primi sei mesi dell'anno precedente, grazie all'ingresso dell'impianto di Sesto Energia, da aprile 2025.

Ciclo idrico

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Acqua distribuita	33	33	-	0,0%
RAB Acqua (M€)	629	565	64	11,3%

I volumi di acqua distribuita nel periodo in esame si sono attestati a 33 Mmc, in linea rispetto ai volumi venduti nei primi sei mesi del 2025. La RAB (*Regulatory Asset Base*) è risultata pari a 629 milioni di euro in aumento dell'11%, grazie ai maggiori investimenti effettuati.

Dati economici

milioni di euro

	01.01.2026 <i>Adjusted</i>	01.01.2025 30.06.2025 <i>Adjusted</i>	Variazione	% 2026/2025
Ricavi	1.174	1.180	(6)	(0,5%)
Costi operativi	(643)	(630)	(13)	2,1%
Costo del personale	(238)	(228)	(10)	4,4%
Margine Operativo Lordo	293	322	(29)	(9,0%)
% su Ricavi	25,0%	27,3%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(138)	(123)	(15)	12,2%
Risultato Operativo Netto	155	199	(44)	(22,1%)
% su Ricavi	13,2%	16,9%		
Investimenti	240	189	51	27,0%
FTE	8.160	7.939	221	2,8%

Nel primo semestre del 2026 i ricavi della *Business Unit Circular Economy* si sono attestati a 1.174 milioni di euro (1.180 milioni di euro al 30 giugno 2025): la variazione è riconducibile alla riduzione dei ricavi da smaltimento dei rifiuti, ai minori ricavi da energia elettrica e da teleriscaldamento, in parte compensati dai maggiori ricavi ammessi ai fini regolatori del comparto idrico e ai corrispettivi del comparto Raccolta, grazie alla nuova gestione del comune di Cuneo.

I costi operativi si sono attestati a 643 milioni di euro, in crescita del 2% rispetto al 30 giugno 2025. L'incremento è riconducibile principalmente ai maggiori costi per servizi ambientali e per carburante destinato agli automezzi nel comparto Raccolta, alle manutenzioni dei termovalorizzatori e alla

gestione dell'impianto plastica di Cavaglià nel comparto Trattamento, oltre che ai maggiori costi di manutenzione degli impianti nel comparto Calore.

Si rilevano inoltre maggiori oneri connessi alle variazioni di perimetro, in particolare alla nuova gara di Cuneo.

I costi per il personale si sono attestati a 238 milioni di euro, in aumento di 10 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2025. Tale variazione è riconducibile per circa il 60% all'incremento degli FTE, pari a 8.160 al 30 giugno 2026 rispetto a 7.939 al 30 giugno 2025. L'aumento è dovuto sia a variazioni di perimetro, principalmente nel comparto Raccolta a seguito della nuova gestione del Comune di Cuneo, sia agli ingressi pianificati e alle assunzioni effettuate nel corso del 2025 e nel primo semestre del

2026. La restante parte della variazione è invece riconducibile all'aumento del costo unitario, determinato dagli incrementi retributivi previsti dai contratti collettivi e dalle azioni di politica retributiva.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Circular Economy* è risultato pari a 293 milioni di euro, in riduzione di 29 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025.

La variazione è principalmente attribuibile al:

- settore del trattamento rifiuti in calo di 27 milioni di euro, per la minore marginalità derivante dal nuovo contratto di servizio con la Regione Campania per la gestione del termovalorizzatore di Acerra, per il minor contributo del termovalorizzatore di Parona e di alcuni impianti di trattamento, principalmente per manutenzioni programmate e accidentali e minori conferimenti rifiuti;
- comparto raccolta in contrazione di 5 milioni di euro, per maggiori costi per servizi ambientali e per carburante destinato agli automezzi;
- comparto calore in riduzione di 5 milioni di euro, per minori ricavi da vendita calore e certificati bianchi;
- comparto ciclo idrico in aumento di 8 milioni di euro, prevalentemente per maggiori ricavi ammessi e all'allineamento del *Iag* regolatorio relativo alla quota a copertura degli ammortamenti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 138 milioni di

euro (123 milioni di euro nel primo semestre del 2025). La variazione è principalmente dovuta ai maggiori ammortamenti, derivanti dai maggiori investimenti realizzati nel periodo luglio 2025 - giugno 2026.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è pari a 155 milioni di euro (199 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Gli Investimenti del primo semestre 2026 si sono attestati a 240 milioni di euro (189 milioni di euro nel primo semestre del 2025) e hanno riguardato:

- per 117 milioni di euro il comparto di trattamento rifiuti, per interventi di mantenimento e sviluppo relativi ai termovalorizzatori per 55 milioni di euro, di cui 30 milioni di euro dedicati allo sviluppo del nuovo termovalorizzatore di Corteolona, e ad altri impianti di trattamento, quali biomasse e bioenergie, recupero materia e FORSU per 62 milioni di euro;
- per 63 milioni di euro il comparto teleriscaldamento e gestione calore, per interventi di manutenzione e sviluppo della rete di distribuzione del calore e nuovi allacci;
- per 34 milioni di euro il comparto ciclo idrico integrato, per attività di manutenzione e sviluppo della rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché per interventi e rifacimenti delle reti fognarie e degli impianti di depurazione;
- per 26 milioni di euro il comparto raccolta, relativi all'acquisto dei mezzi per l'avvio delle nuove concessioni.

Business Unit Smart Infrastructures

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Smart Infrastructures*:

285 milioni di euro Ebitda adjusted (+3,3% rispetto al 2025)	241 milioni di euro Investimenti 258 milioni nel 2025 (-6,6%)
1.381 M€ RAB Gas (-23% vs 2025)	1.826 M€ RAB Energia Elettrica (+11,6% vs 2025)

Dati operativi

		30.06.2025	Variazione	2026/2025 %
Energia elettrica distribuita (GWh)	9.767	9.410	357	3,8%
Gas distribuito (Mmc)	1.007	1.468	(461)	(31,4%)
RAB Energia Elettrica (M€) ^(*)	1.826	1.636	190	11,6%
RAB Gas (M€) ^(*)	1.381	1.794	(413)	(23,0%)

^(*) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

Nel primo semestre del 2026, la *RAB (Regulatory Asset Base)* della distribuzione elettrica è risultata pari a 1.826 milioni di euro in crescita del 12% grazie all'aumento degli investimenti realizzati, mentre quella del gas è stata pari a 1.381 milioni di euro, in riduzione del 23%, per la cessione del ramo afferente alle Province di Brescia, Cremona, Bergamo, Pavia e Lodi ad Ascopiave, in parte compensata dalla crescita degli investimenti realizzati.

Dati economici

milioni di euro

	01.01.2026 <i>Adjusted</i>	01.01.2025 30.06.2025 <i>Adjusted</i>	Variazione	% 2026/2025
Ricavi	562	588	(26)	(4,4%)
Costi operativi	(228)	(262)	34	(13,0%)
Costo del personale	(49)	(50)	1	(2,0%)
Margine Operativo Lordo	285	276	9	3,3%
% su Ricavi	50,7%	46,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(122)	(126)	4	(3,2%)
Risultato Operativo Netto	163	150	13	8,7%
% su Ricavi	29,0%	25,5%		
Investimenti	241	258	(17)	(6,6%)
FTE	2.476	2.620	(144)	(5,5%)

Nel periodo in esame i ricavi della *Business Unit Smart Infrastructures* si sono attestati a 562 milioni di euro (588 milioni di euro al 30 giugno 2025). La variazione è riconducibile alla minore vendita dei certificati bianchi, conseguente alla riduzione degli obblighi di annullamento, al riconoscimento avvenuto nel 2025 della quota di ricavo a copertura dei costi operativi nel comparto gas, per gli anni 2020-2024 (come da delibere 98 e 87/2025 dell'ARERA – Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente) nonché ai minori ricavi derivanti dalla cessione del ramo gas ad Ascopiave. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi regolati della distribuzione elettrica, per effetto del metodo tariffario ROSS, e dall'allineamento del *lag* regolatorio relativo alla quota di ricavo a copertura degli ammortamenti e della remunerazione del capitale, sia per la distribuzione elettrica che gas.

I Costi operativi si sono attestati a 228 milioni di euro (262 milioni di euro nel primo semestre 2025), in riduzione di 34 milioni di euro. La variazione è riconducibile ai minori costi per

l'acquisto dei certificati bianchi e ai minori oneri derivanti dalla cessione del ramo gas ad Ascopiave.

I Costi per il personale si sono attestati a 49 milioni di euro (50 milioni di euro nei primi sei mesi dell'anno precedente). Gli aumenti retributivi sia per i rinnovi CCNL Elettrico e Gas Acqua che per riconoscimenti di merito e la crescita dell'organico a parità di perimetro, sono stati compensati dalla cessione ad Ascopiave del ramo gas (-232 FTE).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Smart Infrastructures* si è attestato a 285 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025.

La crescita è principalmente attribuibile all'aumento dei ricavi regolati della distribuzione elettrica, per effetto dell'applicazione del metodo tariffario ROSS, alla crescita organica della *RAB* e all'allineamento del *lag* regolatorio relativo alla quota di ricavo a copertura degli ammortamenti e della remunerazione del capitale.

Tale variazione positiva è stata in parte compensata dagli effetti della cessione del ramo gas relativo alle Province di Brescia, Cremona, Bergamo, Pavia e Lodi, perfezionata nel luglio 2025, nonché dal riconoscimento avvenuto nel corso del 2025, dei ricavi a copertura dei costi operativi relativi alla distribuzione gas per gli anni 2020-2024.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 122 milioni di euro (126 milioni di euro al 30 giugno 2025). La variazione è riconducibile principalmente ai minori ammortamenti per la cessione del ramo gas, in parte compensati da maggiori accantonamenti per rischi.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 163 milioni di euro (150 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Gli Investimenti del primo semestre 2026 sono risultati pari a 241 milioni di euro (258 milioni di euro nel primo semestre del 2025) e hanno riguardato principalmente:

- 173 milioni di euro il comparto distribuzione energia elettrica: per l'allacciamento di nuovi utenti, telecontrollo, interventi su impianti primari e cabine secondarie, interventi sulla rete in media e bassa tensione;
- 54 milioni di euro il comparto distribuzione gas: per la sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione, rinnovo prese e colonne montanti, sviluppo cabine di primo e secondo salto e manutenzioni contatori gas;
- 9 milioni di euro il comparto *e-mobility* per l'installazione di nuove colonnine di ricarica;
- 3 milioni di euro *Smartcity*;
- 2 milioni di euro il comparto illuminazione pubblica.

5.6

Corporate

Dati economici

milioni di euro

	01.01.2026 <i>Adjusted</i>	01.01.2025 30.06.2025 <i>Adjusted</i>	Variazione	% 2026/2025
Ricavi	188	195	(7)	(3,6%)
Costi operativi	(113)	(122)	9	(7,4%)
Costo del personale	(98)	(97)	(1)	1,0%
Margine Operativo Lordo	(23)	(24)	1	(4,2%)
% su Ricavi	(12,2%)	(12,3%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(42)	(44)	2	(4,5%)
Risultato Operativo Netto	(65)	(68)	3	(4,4%)
% su Ricavi	(34,6%)	(34,9%)		
Investimenti	98	46	52	n.s.
FTE	1.999	1.966	33	1,7%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della *Corporate* non riaddebitati alle diverse società del Gruppo, si attesta a -23 milioni di euro (-24 milioni di euro nel primo semestre 2025).

La variazione di marginalità è riconducibile principalmente ai maggiori oneri di comunicazione legati alle sponsorizzazioni per le Olimpiadi e ai relativi costi media a supporto, parzialmente compensati dal rilascio del fondo di mobilità.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 42 milioni di euro (44 milioni di euro al 30 giugno 2025), in riduzione di 2 milioni di euro rispetto ai primi

sei mesi dell'anno precedente, riconducibile principalmente alle minori svalutazioni di immobilizzazioni.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 65 milioni di euro (negativo per 68 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Gli Investimenti del primo semestre 2026 sono pari complessivamente a 98 milioni di euro (46 milioni di euro nei primi sei mesi del 2025) e riguardano principalmente interventi sui sistemi informativi (30 milioni di euro), interventi sui fabbricati (63 milioni di euro) e investimenti in sicurezza informatica (4 milioni di euro).





Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata⁽¹⁾

milioni di euro

	Note		di cui Parti Correlate (nota n. 39)	31.12.2025	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Attività					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	1	8.300		8.135	
Attività immateriali	2	3.073		3.103	
Avviamento	3	1.512		1.509	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	4	55	55	52	52
Altre attività finanziarie non correnti	4	183	4	167	4
Attività per imposte anticipate	5	448		439	
Derivati attivi non correnti	6	6		2	
Altre attività non correnti	6	127		120	
Totale attività non correnti		13.704		13.527	
Attività correnti					
Rimanenze	7	352		311	
Crediti commerciali	8	3.087	111	4.454	117
Derivati attivi correnti	9	1.457		641	
Altre attività correnti	9	539	1	424	
Attività finanziarie correnti	10	13	2	24	2
Attività per imposte correnti	11	60		123	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	1.586		1.879	
Totale attività correnti		7.094		7.856	
Attività classificate come possedute per la vendita	13	48		-	
Totale attivo		20.846		21.383	
Patrimonio netto e passività					
Patrimonio netto					
Capitale sociale	14	1.629		1.629	
Riserva azioni proprie	15	(10)		(10)	

[Continua >>](#)

<< Segue

	Note		di cui Parti Correlate (nota n. 39)	31.12.2025	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Riserve	15	3.959		3.548	
Risultato netto	16	364		750	
Patrimonio netto		5.942		5.917	
Interessenze di terzi	17	575		573	
Totale patrimonio netto		6.517		6.490	
Passività					
Passività non correnti					
Passività finanziarie non correnti	18	7.065		6.216	
Passività per imposte differite	19	28		29	
Benefici a dipendenti	20	190		196	
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	21	714		748	
Derivati passivi non correnti	22	40		36	
Altre passività non correnti	22	153		154	
Totale passività non correnti		8.190		7.379	
Passività correnti					
Fondi rischi, oneri e passività per discariche quota corrente	21	99		91	
Debiti commerciali	23	3.439	21	4.691	22
Derivati passivi correnti	24	1.373		691	
Altre passività correnti	24	813		960	
Passività finanziarie correnti	25	349	2	1.044	
Passività per imposte correnti	26	66		37	
Totale passività correnti		6.139		7.514	
Totale passività		14.329		14.893	
Passività direttamente correlate alle attività possedute per la vendita		-		-	
Totale patrimonio netto e passività		20.846		21.383	

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

6.2

Conto economico consolidato⁽¹⁾

milioni di euro

	Note	1° semestre			
		2026	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	2025 Restated(*)	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		8.234	294	6.760	301
Altri proventi		191		139	
Totale ricavi	28	8.425		6.899	
Costi operativi					
Costi per materie prime e servizi		6.563	20	5.035	16
Altri costi operativi		198	17	168	23
Totale costi operativi	29	6.761		5.203	
Costi per il personale	30	483	1	465	1
Margine operativo lordo	31	1.181		1.231	
Ammortamenti e svalutazioni di attività non correnti	32	499		478	
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	32	36		30	
Altri accantonamenti per rischi	32	5		6	
Risultato operativo netto	33	641		717	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari		22		27	
Oneri finanziari		109		112	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla contabilizzazione secondo il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni		5	5	2	2
Totale gestione finanziaria	34	(82)		(83)	
Risultato al lordo delle imposte		559		634	
Imposte sui redditi	35	175		184	
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		384		450	
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita		-		-	
Risultato netto		384		450	
Quota di risultato di pertinenza del Gruppo	36	364		427	
Quota di risultato di pertinenza di terzi	37	20		23	
Risultato per azione (in euro):	38				
- di base		0,1163		0,1365	
- di base da attività di funzionamento		0,1163		0,1365	
- di base da attività destinate alla vendita		-		-	
- diluito		0,1161		0,1365	
- diluito da attività di funzionamento		0,1161		0,1365	
- diluito da attività destinate alla vendita		-		-	

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

(*) I valori al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2026 per recepire alle voci "ammortamenti" (+9 milioni di euro) e "imposte sui redditi" (-2 milioni di euro) gli effetti della *Purchase Price Allocation* avvenuta al 31 dicembre 2025 per l'acquisizione di Duereti S.r.l. I valori al 30 giugno 2025 recepiscono inoltre la riclassificazione alla voce «ricavi» degli effetti dell'aggiustamento prezzo per l'acquisizione della partecipazione in Tecnoa (Wte Crotone) avvenuta nel 2021 in coerenza con quanto esposto nel conto economico del bilancio al 31 dicembre 2025 (+7 milioni di euro) e l'iscrizione del *Badwill* per la conclusione della *Purchase Price Allocation* per l'acquisizione di Biomax S.r.l. (+1 milione di euro).

6.3

Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo consolidato

milioni di euro

	1° semestre	
	2026	2025 <i>Restated</i>
Risultato netto (A)	384	450
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	2	7
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	(1)	(1)
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	1	6
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari (" <i>cash flow hedge</i> ")	(14)	(2)
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	4	
Totale Altri utili/(perdite) sugli strumenti di copertura al netto dell'effetto fiscale (C)(*)	(10)	(2)
Utili/(perdite) su valutazione a <i>Fair Value</i> di attività/passività finanziarie	-	-
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	-	-
Totale utili/(perdite) su valutazione a <i>Fair Value</i> di attività finanziarie al netto dell'effetto fiscale (D)	-	-
Totale risultato complessivo (A)+(B)+(C)+(D)	375	454
Totale risultato del periodo complessivo attribuibile a:		
Gruppo	355	431
Interessenze di terzi	20	23

(*) Gli effetti di tali poste verranno rigirati a Conto economico negli esercizi successivi.

6.4

Rendiconto finanziario consolidato⁽¹⁾

milioni di euro

	1° semestre			
	2026	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	2025 Restated (**)	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Attività operativa				
Risultato netto	384		450	
Rettifiche per:				
Imposte sul reddito	175		184	
Proventi/Oneri finanziari	87		85	
Plusvalenze/minusvalenze	1		1	
Ammortamenti e svalutazioni	499		478	
Accantonamenti	41		36	
Proventi/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(5)	(5)	(2)	(2)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	29		44	
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(98)		(91)	
Dividendi incassati da partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio netto e altre partecipazioni	1		1	
Imposte pagate	(76)		(257)	
Dividendi pagati	(325)		(312)	
Variazione crediti commerciali	1.331	6	232	(10)
Variazione debiti commerciali	(1.252)	(1)	(261)	(2)
Variazione rimanenze	(41)		10	
Altre variazioni (***)	(337)	1	261	
Flussi finanziari netti da attività operativa	414		859	
Attività di investimento				
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	(515)		(442)	
Investimenti in attività immateriali	(203)		(239)	
Investimenti in altre partecipazioni e titoli	(14)		(6)	

Continua >>

<< Segue

	1° semestre			
	2026	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	2025 Restated (**)	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Investimenti in imprese controllate (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(158)		(30)	
Cessioni di immobili, impianti e macchinari, attività immateriali e altre partecipazioni	1		-	
Cessione rami d'azienda	25		430	
(Incremento)/decremento di altre attività di investimento	-		1	(2)
Altre variazioni	40		-	
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(824)		(286)	
Free cash flow	(410)		573	
Attività di finanziamento				
Variazioni delle passività finanziarie				
Nuovi finanziamenti/ <i>bond</i>	2.950		537	
Rimborso finanziamenti/ <i>bond</i>	(2.793)		(810)	
Rimborso <i>leasing</i>	(25)		(26)	
Altre variazioni	-		-	
Variazione delle passività finanziarie (*)	132		(299)	
Strumenti di capitale				
Acquisto di azioni proprie	(15)		(10)	
Strumenti di capitale	(15)		(10)	
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	117		(309)	
Variazione delle disponibilità liquide	(293)		264	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	1.879		1.549	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	1.586		1.813	

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

(**) I valori al 30 giugno 2025 recepiscono gli effetti derivanti dal completamento della PPA di Duereti S.r.l..

(***) Le altre variazioni al 30 giugno 2026 riguardano principalmente il decremento dei debiti netti verso al C.S.E.A., nonché l'incremento netto del *fair value* attivo dei derivati su *commodity*. Al 30 giugno 2025 hanno riguardato principalmente il decremento netto del *fair value* dei derivati su *commodity*.

Per l'analisi delle variazioni di crediti e debiti commerciali si rimanda, rispettivamente, ai commenti inclusi nelle note 8 e 23. Per un dettaglio sulla movimentazione di finanziamenti e *bond* si rimanda alle note 18 e 25.

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

milioni di euro

Movimenti dal 1° gennaio 2025 al 30 giugno 2025	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato d'esercizio/ del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessenze di terzi	Totale Patrimonio netto
Patrimonio netto al 31 dicembre 2024 Restated (**)	1.629	-	(11)	742	2.310	864	5.534	558	6.092
Destinazione del risultato 2024					864	(864)	-		-
Dividendi distribuiti					(313)		(313)	(19)	(332)
Riserva IAS 19 (*)					(2)		(2)		(2)
Riserve Cash Flow Hedge (*)			6				6		6
Acquisto di azioni proprie		(10)					(10)		(10)
Altre variazioni					(5)		(5)	(2)	(7)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi						427	427	23	450
Patrimonio netto al 30 giugno 2025 Restated (**)	1.629	(10)	(5)	742	2.854	427	5.637	560	6.197

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

(**) I valori al 31 dicembre 2024 e al 30 giugno 2025 recepiscono gli effetti derivanti dal completamento della PPA di Duereti S.r.l.

milioni di euro

Movimenti dal 1° luglio 2025 al 31 dicembre 2025	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato d'esercizio/ del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessenze di terzi	Totale Patrimonio netto
Patrimonio netto al 30 giugno 2025 Restated (**)	1.629	(10)	(5)	742	2.854	427	5.637	560	6.197
Riserva IAS 19 (*)					11		11		11
Riserve Cash Flow Hedge (*)			(1)				(1)		(1)
Variazione area di consolidamento							-	2	2
Acquisto di azioni proprie		(5)					(5)		(5)
Strumenti di capitale - pagamento coupon su obbligazioni ibride perpetue					(38)		(38)		(38)
Altre variazioni		5			(15)		(10)	2	(8)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi						323	323	9	332
Patrimonio netto al 31 dicembre 2025	1.629	(10)	(6)	742	2.812	750	5.917	573	6.490

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

(**) I valori al 31 dicembre 2024 e al 30 giugno 2025 recepiscono gli effetti derivanti dal completamento della PPA di Duereti S.r.l..

milioni di euro

Movimenti dal 1° gennaio 2026 al 30 giugno 2026	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato d'esercizio/ del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessenze di terzi	Totale Patrimonio netto
Patrimonio netto al 31 dicembre 2025	1.629	(10)	(6)	742	2.812	750	5.917	573	6.490
Destinazione del risultato 2025					750	(750)	-		-
Dividendi distribuiti					(326)		(326)	(19)	(345)
Riserva IAS 19 (*)					1		1		1
Riserve Cash Flow Hedge (*)			(10)				(10)		(10)
Acquisto di azioni proprie		(15)					(15)		(15)
Altre variazioni		15			(4)		11	1	12
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi						364	364	20	384
Patrimonio netto al 30 giugno 2026	1.629	(10)	(16)	742	3.233	364	5.942	575	6.517

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

(**) I valori al 31 dicembre 2024 e al 30 giugno 2025 recepiscono gli effetti derivanti dal completamento della PPA di Duereti S.r.l.

Organi sociali	1	Dati di sintesi del Gruppo A2A	2	Sostenibilità e finanza sostenibile	3	Risultati consolidati e andamento della gestione	4	Scenario e Mercato	5	Risultati per settore di attività	6	Prospetti contabili del bilancio consolidato semestrale abbreviato	7	Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato	8	Allegati alle Note esplicative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	9	Evoluzione della normativa e impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	10	Rischi e incertezze	11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154- <i>bis</i> comma 5 del D.Lgs. 58/98	12	Relazione della Società di Revisione
----------------	---	--------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------	---	-----------------------------------	---	---	---	---	---	--	---	---	----	---------------------	----	---	----	--------------------------------------





Bilancio consolidato semestrale abbreviato

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.

La società A2A S.p.A. ha sede in Italia, a Brescia, in via Lamarmora 230 ed è quotata alla Borsa di Milano.

Nel corso del primo semestre 2026 non risultano cambiamenti nella denominazione sociale.

Il Gruppo A2A è principalmente impegnato nei settori:

- della produzione, vendita e distribuzione di energia elettrica anche da fonti rinnovabili;
- 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;
- della consulenza tecnica relativa ai titoli di efficienza energetica.

La forma e il contenuto del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 è conforme all'informativa prevista dallo IAS 34 - Bilanci intermedi emesso dall'*International Accounting Standard Board (IASB)* e omologato dall'Unione Europea, ed è stata redatta in osservanza del Decreto Legislativo 58/1998 (art. 154-ter) e successive modifiche, nonché del Regolamento emittenti emanato dalla Consob. Pertanto, non comprende tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere

letto unitamente alla Relazione finanziaria annuale consolidata per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, redatta quest'ultima in conformità ai Principi Contabili Internazionali *International Financial Reporting Standards (IFRS)* emessi dall'*International Accounting Standard Board (IASB)* e omologati dall'Unione Europea. La sua finalità, infatti, è quella di fornire un aggiornamento rispetto all'ultimo bilancio consolidato annuale, concentrandosi sulle nuove attività, fatti e circostanze verificatesi nel periodo intercorrente tra il 31 dicembre 2025 e il 30 giugno 2026 e fornendo una spiegazione delle operazioni e dei fatti rilevanti per la comprensione delle variazioni nella situazione patrimoniale-finanziaria e nel risultato di periodo.

Nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi contabili, criteri e procedure di consolidamento, criteri e stime di valutazione illustrati in sede di redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2025, per la cui descrizione si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali in vigore a partire dal 1° gennaio 2026, illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo "Variazioni di principi contabili internazionali".

Il presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2026, che ne ha autorizzato la pubblicazione ed è assoggettata a revisione contabile limitata da parte di KPMG S.p.A. in base all'incarico conferito con Delibera dell'Assemblea del 28 aprile 2023 per il novennio 2025-2033.

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo A2A è presentato in milioni di euro; tale valuta è anche la moneta funzionale delle economie in cui il Gruppo opera.

7.2

Variazioni di principi contabili internazionali

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2026

Con decorrenza 1° gennaio 2026 sono entrate in vigore le seguenti modifiche:

1. Modifiche alla classificazione e alla valutazione degli strumenti finanziari (Emendamenti a *IFRS 9* e *IFRS 7*)

Le modifiche precisano la classificazione delle attività finanziarie con caratteristiche ambientali, sociali e di *governance* (*ESG*) e caratteristiche analoghe come pure il regolamento delle passività mediante sistemi di pagamento elettronici. Impongono altresì obblighi di informativa volti ad accrescere la trasparenza nei confronti degli investitori in relazione agli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale valutati al *fair value* (valore equo) rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo e in strumenti finanziari con caratteristiche contingenti, come le caratteristiche connesse a obiettivi *ESG*.

- Le modifiche all'*IFRS 9* chiariscono quando un'attività finanziaria o una passività finanziaria è riconosciuta e cancellata. Secondo le modifiche, una società generalmente cancella la sua passività finanziaria alla data di regolamento. Normalmente, questa è la data in cui il pagamento è completato. Le modifiche forniscono anche un'eccezione, che consente alla società di cancellare la sua passività finanziaria prima della data di regolamento, cioè alla data in cui il pagamento è avviato e non può essere annullato. L'eccezione è disponibile quando la società utilizza un sistema di pagamento elettronico che soddisfa tutti i seguenti criteri:
 - nessuna possibilità pratica di ritirare, fermare o annullare l'istruzione di pagamento;
 - nessuna possibilità pratica di accedere al denaro da utilizzare per il regolamento a seguito dell'istruzione di pagamento;

- il rischio di regolamento associato al sistema di pagamento elettronico è insignificante.

- Le modifiche forniscono inoltre criteri più precisi per determinare quando un'attività finanziaria può essere classificata come "misurata al costo ammortizzato" o "al *fair value*". Questo aiuta le imprese a trattare in modo coerente strumenti complessi come i prestiti con opzioni di rimborso anticipato o clausole variabili (es. strumenti legati a indici *ESG* o tassi variabili non *standard*). Le modifiche chiariscono poi come valutare tali strumenti con l'obiettivo di garantire che la valutazione rifletta meglio il rischio economico effettivo.
- La modifica all'*IFRS 7* prevede infine un'informativa aggiuntiva per le attività e le passività finanziarie con termini contrattuali che fanno riferimento a un evento potenziale (incluse quelle che sono legate ai fattori *ESG*) e per gli strumenti rappresentativi di capitale classificati al *fair value* rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo.

Non risultano impatti significativi sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

2. Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura (Emendamenti a *IFRS 9* e *IFRS 7*)

Le modifiche chiariscono i requisiti per l'applicazione della "*own-use exemption*", definiscono le regole per l'utilizzo di questi contratti come strumenti di copertura in una relazione di *hedge accounting* e aggiungono obblighi di informativa volti a consentire agli investitori di comprendere gli effetti di tali contratti sul risultato economico e sui flussi finanziari futuri dell'impresa.

Non risultano impatti significativi sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

3. Annual Improvements to IFRS Accounting Standards - Volume 11

I miglioramenti annuali mirano a razionalizzare e precisare i principi esistenti risolvendo eventuali incoerenze riscontrate nei Principi contabili IFRS o offrendo precisazioni di carattere terminologico.

Non risultano impatti significativi sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea, ma non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo

1. IFRS 18 Presentation and disclosure in financial statements

In data 13 febbraio 2026 è stato omologato il principio IFRS 18, emesso ad aprile 2024 dallo IASB, che sostituisce lo IAS 1 Presentazione del bilancio. L'IFRS 18 introduce nuovi requisiti per la presentazione del prospetto di Conto economico, inclusi specifici totali e subtotali. Ulteriormente, le entità dovranno classificare tutti i costi ed i ricavi all'interno del prospetto di Conto economico all'interno di cinque categorie: operativa, investimento, finanziamento, imposte sul reddito ed attività operative cessate, dove le prime tre categorie sono nuove.

Il principio richiede inoltre di dare informativa sulla base della nuova definizione degli indicatori di performance definiti dal management (*management-defined performance measures - MPMs*), subtotali di costi e ricavi, e include nuove disposizioni per l'aggregazione e disaggregazione delle informazioni finanziarie sulla base dei ruoli identificati dei prospetti di bilancio "primari" (*Primary Financial Statements - PFS*) e delle note.

Inoltre, modifiche sono state introdotte allo IAS 7 Rendiconto finanziario, che includono

il cambiamento del punto di partenza per la determinazione dei flussi di cassa della gestione operativa sulla base del metodo indiretto; dall'utile o perdita all'utile o perdita operativi e la rimozione della facoltà per classificazione dei flussi di cassa dai dividendi e degli interessi. Ulteriormente, sono state apportate modifiche consequenziali a molteplici altri principi contabili.

L'IFRS 18, e le modifiche agli altri principi (tra cui lo IAS 7 Rendiconto finanziario), sono effettivi per gli esercizi che incominciano al o successivamente il 1° gennaio 2027, ma l'applicazione anticipata è permessa salvo darne informativa.

Il Gruppo in tal senso sta lavorando, anche con il supporto di professionisti esterni, per identificare gli impatti che le modifiche avranno sui propri prospetti e sulle note di bilancio, sui sistemi informativi e su accordi e contratti (ad esempio benefici ai dipendenti e contratti di finanziamento/*covenants*).

Dalle analisi in corso di finalizzazione e sebbene l'adozione dell'IFRS 18 non avrà alcun impatto sull'utile dell'esercizio del Gruppo né sui ricavi totali, il Gruppo prevede che il raggruppamento dei proventi e degli oneri nel Conto economico consolidato secondo le nuove categorie influenzerà le modalità di rappresentazione dell'utile operativo. Il Gruppo, non avendo rilevato alcuna attività principale specifica così come definita dal principio e rispetto ai nuovi criteri di classificazione introdotti dal principio si aspetta variazioni in termini di EBIT e risultato della gestione finanziaria principalmente imputabili a interessi di mora (attivi), proventi ed oneri su differenze cambio, interessi attivi su c/c e proventi ed oneri da controllate, collegate e *joint ventures*.

Di conseguenza, anche il Rendiconto finanziario consolidato, predisposto in conformità ai requisiti dello IAS 7 modificato, avrà come punto di partenza il nuovo Utile operativo piuttosto che l'Utile ante imposte. Inoltre, in assenza di un business principale specifico (quali investimento in attività o l'erogazione di finanziamenti alla clientela) gli interessi pagati saranno riclassificati, ai sensi dell'IFRS 18, tra i flussi finanziari derivanti dalle attività di finanziamento.

Il Gruppo sta progressivamente analizzando subtotali di proventi ed oneri che rispondono ai requisiti di MPM al fine di individuare le misure più adeguate a fornire una prospettiva efficace sulla *performance* operativa sottostante del Gruppo, escludendo gli effetti di elementi che non sono rappresentativi dell'ordinaria attività aziendale.

Le misure in corso di valutazione non sono specificamente richieste ai fini della presentazione o dell'informativa dagli *IFRS* e, pertanto, potrebbero non essere direttamente comparabili con misure aventi denominazione o descrizione analoga utilizzate da altre entità. I risultati *IFRS* difatti sono rettificati per escludere taluni elementi e nella determinazione delle rettifiche necessarie per pervenire ai risultati, il Gruppo applica un insieme consolidato di principi relativi alla natura o alla significatività delle singole voci o di gruppi di voci al fine

di migliorare la capacità degli investitori di valutare e analizzare la *performance* sottostante dell'attività caratteristica del Gruppo. Il *management* considera tali informazioni utili per comprendere l'evoluzione della redditività e valutare la capacità del Gruppo di generare utili sostenibili dalle proprie attività operative principali.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea ed applicabili a partire dagli esercizi successivi

Titolo documento	Data di entrata in vigore	Data pubblicazione IASB
Nuovi principi contabili IFRS		
<i>IFRS 19 Subsidiaries without public accountability: disclosures + Amendments to IFRS 19</i>	1° gennaio 2027	9 maggio 2024 21 agosto 2025
<i>Translation to a hyperinflationary presentation currency (amendments to IAS 21)</i>	1° gennaio 2027	13 novembre 2025
<i>Amendments to the fair value option for investments in associates and joint ventures (amendments to IAS 28)</i>	1° gennaio 2027	26 giugno 2026
<i>IFRS 20 Regulatory assets and regulatory liabilities</i>	1° gennaio 2029	27 maggio 2026

Area e procedure di consolidamento

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo A2A al 30 giugno 2026 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.

Sono escluse dal consolidamento e valutate al *fair value* le imprese controllate e collegate la cui entità è irrilevante. Per il primo semestre 2026 l'unica società rientrante in tale categoria è il Consorzio Umbria Energia.

Variazioni dell'area di consolidamento

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

- acquisizione da parte di Ambiente Energia Brianza S.p.A. (AEB S.p.A.) del 100% di Renewable Adventure Cornate D'Adda S.r.l.;

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di AREN09 S.r.l.;
- acquisizione da parte di A2A Wind S.r.l. del 100% di Das Wind S.r.l.;
- costituzione delle società AST3 S.r.l. e AST4 S.r.l. detenute per il 100% da A2A Storage S.r.l.;
- costituzione delle società A2A Solar 5 S.r.l., A2A Solar 6 S.r.l., A2A Solar 7 S.r.l., A2A Solar 8 S.r.l., R2R05 S.r.l., R2R06 S.r.l., R2R07 S.r.l., R2R08 S.r.l. detenute per il 100% da A2A Rinnovabili S.p.A.;
- costituzione delle società A2A Energy Efficiency 1 S.r.l. detenuta per il 70% da A2A Calore & Servizi S.r.l. e per il 30% da Acinque Innovazione S.r.l. e A2A Energy Efficiency 2 S.r.l. detenuta al 100% da A2A Calore & Servizi S.r.l.;
- costituzione delle società A2A DC DATAPLATFORM S.r.l. e A2A DC MIL1 S.r.l. detenute per il 100% da A2A S.p.A..

Tutte le società sopraelencate risultano consolidate integralmente.

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2026

milioni di euro

	Note	Consolidato al 31.12.2025	Gruppo A2A Rinnovabili	RENEWABLE ADVENTURE CORNATE D'ADDA S.r.l.	Totale effetto primo consolidamento acquisizioni 2026	Variazioni	Consolidato
Attività							
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	1	8.135	8	1	9	156	8.300
Attività immateriali	2	3.103	1	1	2	(32)	3.073
Avviamento	3	1.509	3	-	3	-	1.512
Partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto	4	52	-	-	-	3	55
Altre attività finanziarie non correnti	4	167	-	-	-	16	183
Attività per imposte anticipate	5	439	-	-	-	9	448
Derivati attivi non correnti	6	2	-	-	-	4	6
Altre attività non correnti	6	120	-	-	-	7	127
Totale attività non correnti		13.527	12	2	14	163	13.704
Attività correnti							
Rimanenze	7	311	-	-	-	41	352
Crediti commerciali	8	4.454	-	-	-	(1.367)	3.087
Derivati attivi correnti	9	641	-	-	-	816	1.457
Altre attività correnti	9	424	-	-	-	115	539
Attività finanziarie correnti	10	24	-	-	-	(11)	13
Attività per imposte correnti	11	123	-	-	-	(63)	60
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	1.879	-	-	-	(293)	1.586
Totale attività correnti		7.856	-	-	-	(762)	7.094
Attività classificate come possedute per la vendita	13	-	-	-	-	48	48
Totale attivo		21.383	12	2	14	(551)	20.846

[Continua >>](#)

<< Segue

	Note	Consolidato al 31.12.2025	Gruppo A2A Rinnovabili	RENEWABLE ADVENTURE CORNATE D'ADDA S.r.l.	Totale effetto primo consolidamento acquisizioni 2026	Variazioni	Consolidato
Passività							
Passività non correnti							
Passività finanziarie non correnti	19	6.216	7	-	7	842	7.065
Passività per imposte differite	20	29	-	-	-	(1)	28
Benefici a dipendenti	21	196	-	-	-	(6)	190
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	22	748	-	-	-	(34)	714
Derivati passivi non correnti	23	36	-	-	-	4	40
Altre passività non correnti	23	154	-	-	-	(1)	153
Totale passività non correnti		7.379	7	-	7	804	8.190
Passività correnti							
Fondi rischi, oneri e passività per discariche quota corrente	22	91	-	-	-	8	99
Debiti commerciali	24	4.691	-	-	-	(1.252)	3.439
Derivati passivi correnti	25	691	-	-	-	682	1.373
Altre passività correnti	25	960	-	-	-	(147)	813
Passività finanziarie correnti	26	1.044	1	-	1	(696)	349
Passività per imposte correnti	27	37	-	-	-	29	66
Totale passività correnti		7.514	1	-	1	(1.376)	6.139
Totale passività		14.893	8	-	8	(572)	14.329
Passività direttamente correlate alle attività possedute per la vendita	28	-	-	-	-	-	-
Passività		14.893	8	-	8	(572)	14.329

Si segnala che l'effetto economico delle nuove acquisizioni del primo semestre 2026 risulta non significativo.

Per quanto riguarda gli effetti sulle procedure di consolidamento di alcuni contratti aventi ad oggetto azioni/quote di società del Gruppo di seguito si riportano le variazioni rispetto alla situazione descritta nella Relazione finanziaria consolidata al 31 dicembre 2025.

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

a) *Earn-out* sull'acquisto delle partecipazioni effettuato da A2A Rinnovabili S.p.A.

Nel corso dell'esercizio 2025 sono state acquisite nuove partecipazioni per le quali sono stati rilevati ed iscritti *earn-out*, per un valore complessivo pari a circa 1 milione di euro. Si precisa che in riferimento alle acquisizioni avvenute nei precedenti esercizi sono presenti contrattualmente degli aggiustamenti prezzo ed *earn-out*, di importi non rilevanti, sia a favore del venditore che a favore del compratore al verificarsi di determinate condizioni. Data l'aleatorietà e non significatività degli importi, il Gruppo non ha provveduto ad iscrivere tali valori.

b) Opzioni sulle azioni di Agesp Energia S.r.l.

In data 3 gennaio 2024 Acinque S.p.A. ha acquisito il 70% della società Agesp Energia S.r.l.. Per effetto del patto parasociale stipulato tra Acinque S.p.A. e Agesp S.p.A. (venditore) è prevista un'opzione di vendita concessa da Acinque S.p.A. ad Agesp S.p.A. avente ad oggetto la rimanente quota del 30% esercitabile sino alla scadenza del 3° (terzo) anno a partire

dalla data di sottoscrizione dell'Atto Notarile. Il Gruppo, pertanto, ha contabilizzato tra i debiti il valore attuale dell'esborso stimato in 11 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

c) Opzioni sulle azioni di A2A Trezzo Ambiente S.r.l.

In data 14 maggio 2024 è stata costituita A2A Trezzo Ambiente S.r.l., società partecipata da A2A Ambiente S.p.A. per l'86% e da A2A Calore & Servizi S.r.l. per il 4%.

Il patto parasociale stipulato in sede di costituzione tra le società del Gruppo A2A e Termokimik S.p.A. (detentrica della restante quota pari al 10%), prevede la possibilità per Termokimik S.p.A. di esercitare, a partire dalla conclusione delle attività di riqualificazione dell'impianto di termovalorizzazione in concessione, un'opzione di vendita verso il socio di maggioranza A2A Ambiente S.p.A. per una quota fino ad un massimo pari alla partecipazione detenuta, dedotta di un punto percentuale.

Il Gruppo, pertanto, ha contabilizzato tra i debiti il valore attuale dell'esborso stimato in 10 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

d) Opzioni sulle azioni di Duereti S.r.l.

In data 31 dicembre 2024 A2A S.p.A. ha acquisito il 90% della società Duereti S.r.l.. Per effetto del patto parasociale stipulato tra A2A S.p.A. e E-Distribuzione S.p.A. (venditore) è prevista un'opzione di vendita concessa da A2A S.p.A. a E-Distribuzione S.p.A. avente ad oggetto la rimanente quota del 10% esercitabile a partire da marzo 2026 sino al 31 dicembre 2027. Il Gruppo, ha esercitato l'opzione in data 13 aprile 2026 per un importo pari a 144 milioni di euro, importo in linea a quanto iscritto tra le passività finanziarie correnti al 31 dicembre 2025.

Non si segnalano *earn out* e opzioni sulle azioni per le acquisizioni di partecipazioni effettuate nel corso del semestre 2026.

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

(valori in milioni di euro)

Dati di sintesi al 31 dicembre 2025	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%	Ergosud 50%	Netcity 49%
(dati al 31.12.2023) (*)					
Conto economico					
Ricavi di vendita	0,02	-	47,9	36,8	20,6
Margine Operativo Lordo	(0,63)	-	4,3	7,8	3,8
% sui ricavi netti	n.s.	n.s.	8,9%	21,1%	18,4%
Ammortamenti e svalutazioni	(0,12)	-	1,9	7,4	0,2
Risultato Operativo Netto	(0,75)	-	2,4	0,3	3,6
Risultato dell'esercizio	(0,76)	-	1,6	(0,1)	1,0
Situazione patrimoniale-finanziaria					
Totale attività	2,36	2,3	14,8	122,2	13,8
Patrimonio netto	(0,63)	2,3	4,8	72,4	3,9
(Indebitamento) finanziario netto	2,03	1,8	(0,2)	4,7	1,5
Dividendi incassati	-	-	0,5	-	0,5

(*) Dati dell'ultimo bilancio disponibile.

Dati di sintesi al 31 dicembre 2024	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%	Ergosud 50%	Netcity 49%
(dati al 31.12.2023) (*)					
Conto economico					
Ricavi di vendita	0,06	-	43,3	46,3	11,7
Margine Operativo Lordo	(0,40)	-	2,8	13,3	1,7
% sui ricavi netti	n.s.	n.s.	6,4%	28,8%	14,3%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	1,2	7,3	0,9
Risultato Operativo Netto	(0,40)	-	1,5	6,0	0,7
Risultato dell'esercizio	(0,39)	-	0,8	1,1	0,1
Situazione patrimoniale-finanziaria					
Totale attività	2,40	2,3	16,6	133,0	8,1
Patrimonio netto	(0,27)	2,3	3,7	72,5	1,8
(Indebitamento) finanziario netto	2,10	1,8	(1,1)	(4,4)	0,6
Dividendi incassati	-	-	0,50	-	-

(*) Dati dell'ultimo bilancio disponibile.

7.4

Operazioni IFRS 3 revised

Le operazioni di aggregazione sono state contabilizzate sulla base delle valutazioni condotte dal *management* in relazione alle analisi di valutazione al *fair value* di attività, passività e passività potenziali, prendendo a riferimento le informazioni su fatti e circostanze in essere disponibili alla data di acquisizione, nella tabella seguente è riportata una sintesi degli effetti patrimoniali derivanti dalla valutazione delle operazioni alla data di acquisizione. Si segnala che per la società Das Wind S.r.l. i valori iscritti sono da ritenersi provvisori in quanto, ai sensi dell'*IFRS 3 revised*, il processo di *Purchase Price Allocation* non è ancora stato ultimato, ma si concluderà entro i 12 mesi dall'acquisizione come previsto dal principio.

Nel corso dell'esercizio 2026 il Gruppo A2A ha perfezionato le seguenti operazioni di acquisizioni di partecipazioni, che rientrano nei dettami dell'*IFRS 3*:

- acquisizione da parte di A2A Wind S.r.l. del 100% di Das Wind S.r.l. società operante nel settore degli impianti eolici.

L'operazione sopra sintetizzata è classificabile come *business combination* ai sensi del principio internazionale *IFRS 3* "Aggregazioni aziendali"; il Gruppo ha proceduto a consolidare integralmente la società, mediante l'applicazione

dell'*acquisition method* previsto dall'*IFRS 3*, in virtù del controllo ottenuto sull'entità acquisita.

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

Il corrispettivo trasferito in una *business combination* è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al *fair value* delle attività e passività trasferite, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a Conto economico al momento del relativo sostenimento. Alla data di acquisizione del controllo, il Patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro *fair value*, fatti salvi i casi in cui le disposizioni *IFRS* stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche *goodwill*); se negativa, è rilevata a Conto economico.

In allegato il dettaglio dei valori delle operazioni effettuate nel corso del primo semestre 2026:

(in milioni di euro)

Attività e passività acquisite	DAS Wind
Totale attività non correnti	8,3
Totale attività correnti	0,3
Totale attività (A)	8,6
Totale passività non correnti	7,0
Totale passività correnti	1,2
Totale passività (B)	8,2
Attività nette acquisite (A-B)	0,4
% di competenza	100%
Attività nette di competenza di A2A (C)	0,4
Prezzo di acquisizione (D)	3,1
Avviamento (D-C)	2,7

Si segnala che le acquisizioni delle partecipazioni di AREN09 S.r.l. e Renewable Adventure Cornate D'Adda S.r.l., avvenute nel corso del primo semestre 2026, non sono state rilevate secondo il principio IFRS 3 Aggregazioni aziendali, ma come acquisizione di assets poiché le società al momento detengono un unico asset.

Business combination DAS Wind S.r.l.

In data 1° aprile 2026 A2A Wind S.r.l. ha acquisito il 100% della società DAS Wind S.r.l. società titolare di un impianto eolico costituito da un aerogeneratore sito nel Comune di Marrubiu, in provincia di Oristano in Sardegna. L'operazione di acquisizione è stata conclusa per un valore di 3 milioni di euro e ha generato un avviamento di valore pari a 3 milioni di euro. Al 30 giugno 2026 non si è ancora conclusa la *Purchase Price Allocation* che verrà completata nelle tempistiche previste dal principio.

Business combination Integra Impianti S.r.l.

In data 1° luglio 2025 Acinque Innovazione S.r.l. ha acquisito il 100% della società Integra Impianti S.r.l. società operante nel settore dell'efficienza energetica e degli impianti fotovoltaici. L'operazione di acquisizione è stata conclusa per un valore di 2 milioni di euro e ha generato un avviamento di pari valore. Nel corso del primo semestre 2026 la società è stata fusa per incorporazione in Acinque Innovazione S.r.l. con data efficacia 1° gennaio 2026, nello stesso periodo si è conclusa la *Purchase Price Allocation* che ha confermato l'allocazione del delta prezzo come avviamento.

7.5

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.

Risultati per settore di attività

milioni di euro

	Generazione e Trading	Mercato	Circular Economy	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni	Conto economico
	01.01.26	01.01.26	01.01.26	01.01.26	01.01.26	01.01.26	01.01.26
	30.06.26	30.06.26	30.06.26	30.06.26	30.06.26	30.06.26	30.06.26
Ricavi	5.831	4.018	1.174	562	188	(3.348)	8.425
- di cui intersettoriali	2.731	80	190	170	177	(3.348)	
Costi operativi	(5.382)	(3.743)	(643)	(228)	(113)	3.348	(6.761)
- di cui intersettoriali	(273)	(2.770)	(253)	(51)	(1)	3.348	
Costi per il personale	(55)	(43)	(238)	(49)	(98)		(483)
Margine Operativo Lordo	394	232	293	285	(23)		1.181
% sui Ricavi	6,8%	5,8%	25,0%	50,7%	(12,2%)		14,0%
Ammortamento immobilizzazioni materiali e immateriali	(138)	(57)	(140)	(121)	(42)		(498)
Svalutazioni nette delle immobilizzazioni			(1)				(1)
Accantonamenti per rischi	(10)		6	(1)			(5)
Accantonamenti per rischi su crediti	1	(34)	(3)				(36)
Risultato operativo netto	247	141	155	163	(65)		641
% sui Ricavi	4,2%	3,5%	13,2%	29,0%	(34,6%)		7,6%
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria							(82)
Risultato al lordo delle imposte							559
Imposte sui redditi							(175)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte							384
Risultato netto da Attività operative cessate/destinate alla vendita							-
Risultato di pertinenza di terzi							(20)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo							364
Investimenti lordi ⁽¹⁾	80	59	240	241	98		718

(1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti gli Immobili, impianti e macchinari e le Attività immateriali delle Note esplicative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

milioni di euro

30.06.2025	Generazione e Trading	Mercato	Circular Economy	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni	Conto economico Restated*
	01.01.25	01.01.25	01.01.25	01.01.25	01.01.25	01.01.25	01.01.25
	30.06.25	30.06.25	30.06.25	30.06.25	30.06.25	30.06.25	30.06.25
Ricavi	4.425	3.662	1.188	588	195	(3.159)	6.899
- di cui intersettoriali	2.503	84	195	195	182	(3.159)	
Costi operativi	(3.952)	(3.396)	(630)	(262)	(122)	3.159	(5.203)
- di cui intersettoriali	(274)	(2.581)	(234)	(63)	(7)	3.159	
Costi per il personale	(53)	(37)	(228)	(50)	(97)		(465)
Margine Operativo Lordo	420	229	330	276	(24)		1.231
% sui Ricavi	9,5%	6,3%	27,8%	46,9%	(12,3%)		17,8%
Ammortamento immobilizzazioni materiali e immateriali	(125)	(51)	(128)	(128)	(43)		(475)
Svalutazioni nette delle immobilizzazioni		(1)			(2)		(3)
Accantonamenti per rischi	(13)	(1)	6	1	1		(6)
Accantonamenti per rischi su crediti		(30)	(1)	1			(30)
Risultato operativo netto	282	146	207	150	(68)		717
% sui Ricavi	6,4%	4,0%	17,4%	25,5%	(34,9%)		10,4%
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria							(83)
Risultato al lordo delle imposte							634
Imposte sui redditi							(184)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte							450
Risultato netto da Attività operative cessate/destinate alla vendita							-
Risultato di pertinenza di terzi							(23)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo							427
Investimenti lordi ⁽¹⁾	133	55	189	258	46		681

(1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti gli Immobili, impianti e macchinari e le Attività immateriali delle Note esplicative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

(*) I valori al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2026 per recepire alle voci "ammortamenti" (+9 milioni di euro) e "imposte sui redditi" (-2 milioni di euro) gli effetti della *Purchase Price Allocation* avvenuta al 31 dicembre 2025 per l'acquisizione di Duereti S.r.l.. I valori al 30 giugno 2025 recepiscono inoltre la riclassificazione alla voce «ricavi» degli effetti dell'aggiustamento prezzo per l'acquisizione della partecipazione in Tecnoa (Wte Crotone) avvenuta nel 2021 in coerenza con quanto esposto nel conto economico del bilancio al 31 dicembre 2025 (+7 milioni di euro) e l'iscrizione del *Badwill* per la conclusione della *Purchase Price Allocation* per l'acquisizione di Biomax S.r.l. (+1 milione di euro).

milioni di euro

	Generazione e Trading	Mercato	Circular Economy	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale Gruppo
Capitale investito							
Capitale immobilizzato netto	3.002	534	3.888	4.451	6.756	(6.191)	12.440
- Immobili, impianti e macchinari	2.699	61	2.789	2.362	420	(31)	8.300
- Immobilizzazioni immateriali e avviamento	399	449	1.364	2.226	147	-	4.585
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	46	8	32	-	6.229	(6.163)	152
- Altre attività/passività non correnti	24	17	27	(93)	8	3	(14)
- Attività/passività per imposte anticipate/ differite	212	23	125	(4)	64	-	420
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(364)	(15)	(402)	(14)	(18)	-	(813)
- Benefici a dipendenti	(14)	(9)	(47)	(26)	(94)	-	(190)
Capitale Circolante Netto e Altre attività/ passività correnti	(602)	555	90	(148)	(73)	(7)	(185)
Capitale Circolante Netto:	(710)	664	159	(14)	(76)	(23)	-
- Rimanenze	211	-	52	87	2	-	352
- Crediti commerciali	1.463	1.552	586	188	84	(786)	3.087
- Debiti commerciali	(2.384)	(888)	(479)	(289)	(162)	763	(3.439)
Altre attività/passività correnti:	108	(109)	(69)	(134)	3	16	(185)
- Altre attività/passività correnti	97	(113)	(77)	(134)	32	16	(179)
- Attività/passività per imposte correnti	11	4	8	-	(29)	-	(6)
Attività/Passività destinate alla vendita	-	-	40	8	-	-	48
Totale capitale investito	2.400	1.089	4.018	4.311	6.683	(6.198)	12.303

milioni di euro

31.12.2025	Generazione e Trading	Mercato	Circular Economy	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale Gruppo
Capitale investito							
Capitale immobilizzato netto	3.013	495	3.860	4.390	6.512	(6.035)	12.235
- Immobili, impianti e macchinari	2.745	57	2.711	2.295	364	(37)	8.135
- Immobilizzazioni immateriali e avviamento	403	449	1.403	2.218	141	(2)	4.612
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	44	7	30	-	6.054	(6.000)	135
- Altre attività/passività non correnti	28	(14)	24	(76)	14	2	(22)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	210	21	124	(7)	61	1	410
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(402)	(16)	(383)	(13)	(26)	1	(839)
- Benefici a dipendenti	(15)	(9)	(49)	(27)	(96)	-	(196)
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	(614)	546	65	(329)	64	(3)	(271)
Capitale Circolante Netto:	(572)	678	125	(18)	(116)	(23)	74
- Rimanenze	181	1	57	71	2	(1)	311
- Crediti commerciali	2.597	1.734	653	257	91	(878)	4.454
- Debiti commerciali	(3.350)	(1.057)	(585)	(346)	(209)	856	(4.691)
Altre attività/passività correnti:	(42)	(132)	(60)	(311)	180	20	(345)
- Altre attività/passività correnti	(51)	(132)	(57)	(290)	79	20	(431)
- Attività/passività per imposte correnti	9	-	(3)	(21)	101	-	86
Attività/Passività destinate alla vendita	-	-	-	-	-	-	-
Totale capitale investito	2.399	1.041	3.925	4.061	6.576	(6.038)	11.964

Note esplicative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2026 è variato rispetto al 31 dicembre 2025 come già descritto al paragrafo “Area e procedure di consolidamento” a cui si rimanda per maggiori dettagli.

Attività

Attività non correnti

1) Immobili, impianti e macchinari

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid.	Variazioni del periodo						Valore al
			Investim.	Altre variaz.	Dismis. e cessioni	Svalutazioni/ Ripristino valori	Ammortam.	Totale variaz.	
Terreni	177		1					1	178
Fabbricati	610	1	11	15			(18)	8	619
Impianti e macchinari	5.386	7	185	159	(2)		(239)	103	5.496
Attrezzature industriali e commerciali	76		7				(7)	-	76
Altri beni	229		15	22	(1)		(23)	13	242
Discariche	11			(1)			(1)	(2)	9
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.326	1	287	(239)		(1)		47	1.374
Migliorie su beni di terzi	93		9	1			(7)	3	96
Attività per diritti d'uso	227			7			(24)	(17)	210
Totale	8.135	9	515	(36)	(3)	(1)	(319)	156	8.300
di cui:									
Costo storico	18.965	9	515	(51)	(34)			430	19.404
Fondo ammortamento	(9.976)			15	31		(319)	(273)	(10.249)
Svalutazioni	(854)					(1)		(1)	(855)

Le variazioni del periodo comprendono l'effetto dei primi consolidamenti pari a 9 milioni di euro a seguito delle acquisizioni delle società Renewable Adventure Cornate D'Adda S.r.l. e Das Wind S.r.l..

Le altre variazioni del periodo registrano un incremento di 156 milioni di euro e le principali hanno riguardato:

- incremento di 515 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- riduzione di 319 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo;
- decremento netto per altre variazioni pari a 36 milioni di euro dovuto all'incremento dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile *IFRS16* per 7 milioni di euro, al decremento per 8 milioni di euro per le movimentazioni dei fondi *decommissioning*, nonché il decremento per 35 milioni di euro per contributi su investimenti di esercizi precedenti.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit Circular Economy*, gli investimenti, pari a 202 milioni di euro hanno riguardato principalmente: per 138 milioni di euro interventi sugli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti del gruppo; per 54 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento;

per 6 milioni di euro interventi sugli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti e conversione in biogas del gruppo;

- per la *Business Unit Smart Infrastructures*, gli investimenti sono pari a 171 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente: per 149 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 9 milioni di euro interventi sulla rete di ricarica dei veicoli elettrici; per 7 milioni di euro l'acquisto di attrezzature specifiche per la rete del gas;
- per la *Business Unit Generazione e Trading*, gli investimenti sono pari a 75 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente: per 36 milioni di euro investimenti sugli impianti di energia da fonti rinnovabili; per 32 milioni di euro investimenti sulle centrali termoelettriche; per 6 milioni di euro investimenti sulle centrali idroelettriche;
- per la *Business Unit Corporate*, gli investimenti, pari a 64 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi su fabbricati;
- per la *Business Unit Mercato*, gli investimenti sono pari a 3 milioni di euro ed hanno riguardato il piano di efficienza energetica presso clienti.

Tra le immobilizzazioni materiali sono comprese “Attività per diritti d’uso” per complessivi 210 milioni di euro (227 milioni di euro al 31 dicembre 2025), iscritti con la metodologia prevista dal principio *IFRS16* e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 giugno 2026 risulta pari a 216 milioni di euro (231 milioni di euro al 31 dicembre 2025). Si riporta di seguito un dettaglio delle “Attività per diritti d’uso” al 30 giugno 2026:

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. 2026	Variazioni del periodo			Valore al
			Altre variazioni	Ammort.	Totale variazioni	
Terreni	40	-	1	(3)	(2)	38
Fabbricati	50	-	3	(9)	(6)	44
Impianti e macchinari	83	-	(9)	(3)	(12)	71
Attrezzature industriali e commerciali e altri beni	8	-	-	(2)	(2)	6
Automezzi	46	-	12	(7)	5	51
Totale	227	-	7	(24)	(17)	210

2) Attività immateriali

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid.	Variazioni del periodo						Valore al
			Invest.	Ricl./Altre variaz.	Smobilizzi/ Cessioni	Svalutazioni	Amm.	Totale variaz.	
Diritti di brevetto industriale e ut.op. dell'ingegno	36		5				(9)	(4)	32
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.453	2	122	44	(1)		(123)	42	2.497
Immobilizzazioni in corso	178		42	(106)				(64)	114
Altre immobilizzazioni immateriali	436		34	7			(47)	(6)	430
Totale Attività immateriali	3.103	2	203	(55)	(1)	-	(179)	(32)	3.073

Le “Attività immateriali” variano per l’effetto dei primi consolidamenti pari a 2 milioni di euro a seguito delle acquisizioni delle società Renewable Adventure Cornate D’Adda S.r.l., Das Wind S.r.l. e Aren09 S.r.l..

Le altre variazioni del periodo presentano un decremento complessivo pari a 32 milioni di euro e hanno principalmente riguardato:

- incremento di 203 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- riduzione di 179 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo;
- decremento netto di 55 milioni di euro dovuto principalmente al decremento per 5 milioni di euro per contributi su investimenti di esercizi precedenti, al decremento per 48 milioni di euro per riclassifica ad attività destinate alla vendita.

Gli investimenti delle “Attività immateriali” risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit Smart Infrastructures*, gli investimenti sono pari a 70 milioni di euro ed hanno riguardato: per 52 milioni di euro interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione; per 18 milioni di euro implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit Mercato*, gli investimenti sono pari a 55 milioni di euro, ed hanno riguardato: per 33 milioni di euro la capitalizzazione di oneri sostenuti per la gestione di contratti con i clienti a seguito dell’applicazione del principio *IAS IFRS15*; per 22 milioni di euro l’implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit Circular Economy*, gli investimenti, pari a 37 milioni di euro hanno

riguardato: per 31 milioni di euro lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell’acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione; per 6 milioni di euro l’implementazione di sistemi informativi;

- per la *Business Unit Corporate*, gli investimenti, pari a 37 milioni di euro, hanno riguardato: l’implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit Generazione e Trading*, gli investimenti sono pari a 4 milioni di euro ed hanno riguardato l’implementazione di sistemi informativi.

La voce “Altre immobilizzazioni immateriali” al 30 giugno 2026 ammonta a 430 milioni di euro (436 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e accoglie:

- 313 milioni di euro per *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 tenendo conto degli indicatori quali i *retention rate* e *churn rate* relativi alle specifiche tipologie di clientela. In particolare, l’importo presente in bilancio è riconducibile per 116 milioni di euro alla società A2A Energia S.p.A., per 82 milioni di euro alla società A2A Ambiente S.p.A., per 72 milioni di euro al Gruppo Acinque, per 28 milioni di euro al Gruppo AEB, per 9 milioni di euro alla società Yada Energia S.r.l., per 6 milioni di euro alla società ASM Energia S.p.A.;
- 59 milioni di euro relativi principalmente a oneri e costi pluriennali e a diritti di superficie e/o di servitù;
- 57 milioni di euro per PPA Società Rinnovabili: la valorizzazione è legata al contratto di convenzione esistente con il Gestore Servizi Energetici, che permette alle società convenzionate di usufruire per un periodo di 20 anni di tariffe incentivanti, notevolmente più elevate rispetto a quelle esistenti sul mercato.

3) Avviamento

L'avviamento al 30 giugno 2026 ammonta a 1.512 milioni di euro come da tabella seguente:

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Primo consolidamento acquisizioni 2026	Effetto PPA	Variazioni		Valore al
				Riclassificazioni/ Altre Variazioni	Totale variazioni	
CGU:						
A2A Reti Elettriche	649				-	649
A2A Ambiente	473				-	473
A2A Reti Gas	31				-	31
A2A Gas	81				-	81
A2A Calore	37		2		2	39
A2A Vendita Energia Elettrica	9				-	9
A2A Generazione Rinnovabili	227				-	227
Totale	1.507	-	2	-	2	1.509
Effetto primo consolidamento						
Das Wind S.r.l.	-	3			3	3
Integra impianti S.r.l.	2		(2)		(2)	-
Totale	1.509	3	-	-	3	1.512
Totale Avviamento	1.509	3	-	-	3	1.512

Nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo A2A ha perfezionato la seguente operazione:

- acquisizione da parte di A2A Wind S.r.l. del 100% della società DAS Wind S.r.l. società operante nel settore dell'energia eolica. L'acquisizione della partecipazione ha comportato l'iscrizione di un avviamento pari a 3 milioni di euro. Tale acquisizione rientra nel dettame dell'IFRS 3 e al 30 giugno 2026 non si è ancora conclusa la *Purchase Price Allocation* che verrà completata nelle tempistiche previste dal principio.

Nel corso del semestre si è inoltre conclusa la *Purchase Price Allocation* relativa all'acquisizione avvenuta nel precedente esercizio da parte di Acinque Innovazione del 100% della società Integra Impianti S.r.l. come meglio descritto al paragrafo 7.4 (Operazioni IFRS 3 Revised) della presente relazione finanziaria a cui si rimanda.

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

Nel corso del primo semestre 2026 il *management*, ai fini dell'applicazione del principio contabile IAS 36, ha svolto un'attenta analisi degli indicatori di *impairment*, ivi inclusi i risultati raggiunti rispetto all'aggiornamento del Piano strategico 2024-2035. Alla luce delle analisi condotte sulla base delle evidenze disponibili al 30 giugno 2026 e delle loro evoluzioni prevedibili, non sono emerse criticità e non si evidenziano elementi che costituiscano un indicatore di perdita tale da richiedere lo svolgimento di verifiche specifiche sulla recuperabilità delle attività.

4) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	52	-	3	55	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	167	-	16	183	84	86
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	219	-	19	238	84	86

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

milioni di euro

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	Totale
Valore al 31 dicembre 2025	52
Effetto primo consolidamento acquisizioni 2026	
Variazioni:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	
- valutazioni a Patrimonio netto	
- svalutazioni	
- ripristini di valore	5
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(2)
- cessioni e decrementi	
- altre variazioni	
- riclassificazioni	
Totale variazioni	
Valore al 30 giugno 2026	55

Il valore delle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto” risulta pari a 55 milioni di euro in aumento di 3 milioni di euro rispetto al precedente esercizio in conseguenza delle rivalutazioni, per 5 milioni di euro, principalmente riferite alle partecipazioni in Metamer S.r.l., F.Ili Omini S.r.l. e Nectcity S.r.l. e all’incasso di dividendi per 2 milioni di euro. In riferimento a tale posta non

sono emerse criticità e non si evidenziano elementi che costituiscano un indicatore di perdita tale da richiedere lo svolgimento di verifiche specifiche sulla recuperabilità delle attività.

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

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 30 giugno 2026 un saldo pari a 183 milioni di euro, (167 milioni di euro al 31 dicembre 2025) con un incremento di 16 milioni di euro, rispetto al dato al 31 dicembre 2025 riferibili principalmente a:

- aumento di 10 milioni di euro per l’acquisizione di una partecipazione pari all’al 9,96% nella società Niulinx da parte di A2A Life Ventures. Le partecipazioni in altre imprese ammontano al 30 giugno 2026 a 12 milioni di euro. Per il dettaglio al 30 giugno 2026 delle partecipazioni in altre imprese si rimanda all’allegato n. 3 “Elenco delle partecipazioni in altre imprese”;
- aumento di 5 milioni di euro per investimenti effettuati in *start-up* innovative tramite progetti

di *Corporate Venture Capital*. Il saldo della posta ammonta a 49 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

Al 30 giugno 2026 le “Altre attività finanziarie non correnti” si riferiscono, oltreché alle fattispecie sopra menzionate, per 81 milioni di euro a crediti riferiti alla gestione dell’illuminazione pubblica e della gestione di un impianto della *Business Unit Circular* in applicazione dell’*IFRIC 12*, per 15 milioni di euro alla richiesta di deposito in apposito conto corrente delle somme sottoposte a sequestro da parte del Tribunale di Taranto nell’ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l. e per 26 milioni di euro a crediti finanziari a medio/ lungo termine verso terzi.

5) Attività per imposte anticipate

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Attività per imposte anticipate	439	-	9	448

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 448 milioni di euro (439 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e presentano, una variazione in aumento di 9 milioni di euro.

La voce accoglie l’effetto netto, dettagliato nella tabella che segue a cui si rimanda, 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 2026 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.

Dettaglio imposte differite (attive/passive)	Bilancio consolidato 31.12.2025	Effetto primo consolid. Acquisiz. 2026	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adeguam. aliquote (C)	Altro (D)	TOTALE (A+B+C+D)	Adeguam. a Patrimonio Netto	Bilancio consolidato
Passività per imposte differite									
Differenze di valore degli immobili, impianti e macchinari	274	-	-	(3)	-	-	(3)	-	271
Applicazione del principio del <i>leasing</i> finanziario (<i>IFRS</i> 16)	-		-	-	-	-	-		-
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (<i>IFRS</i> 9)	1		-	-	-	-	-	-	1
Differenze di valore delle attività immateriali	115	-	-	(2)	-	-	(2)		113
Plusvalenze rateizzate	-			-	-		-		-
Trattamento di fine rapporto	2		-	-	-		-		2
Avviamento	4	-	-	-	-		-		4
Altre imposte differite	3	-	-	-	-		-	-	3
Totale passività per imposte differite (A)	399	-	-	(5)	-	-	(5)	-	394
Attività per imposte anticipate									
Fondi rischi tassati	162	-	-	-	-	-	-	-	162
Differenze di valore degli immobili, impianti e macchinari	403	-	-	-	-	-	-		403
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (<i>IFRS</i> 9)	4	-	-	-	-	-	-	4	8
Fondo rischi su crediti	44	-	-	-	-	-	-		44
Differenze di valore delle attività immateriali	7	-	-	-	-		-		7
Contributi	14	-	-	-	-	-	-	-	14
Avviamento	160	-	-	-	-		-		160
Altre imposte Anticipate	44	-	-		-	-	-		44
Totale attività per imposte anticipate (B)	838	-	-	-	-	-	-	4	842
Effetto netto imposte differite attive/passive (B-A)	439	-	-	5	-	-	5	4	448

6) Derivati e altre attività non correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Derivati attivi non correnti	2	-	4	6	2	6
Altre attività non correnti	120	-	7	127	-	-
Totale derivati e altre attività non correnti	122	-	11	133	2	6

Le “Altre attività non correnti”, risultano in incremento di 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025 in relazione ai crediti verso l'erario per agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi scadenti oltre l'esercizio successivo.

I “Derivati attivi non correnti” risultano pari a 6 milioni di euro (in incremento di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025) e si riferiscono a strumenti di copertura dell'oscillazione dei tassi di interesse.

Attività correnti

7) Rimanenze

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
- Materiali	159	-	16	175
- Fondo obsolescenza materiali	(29)	-	(1)	(30)
Totale materiali	130	-	15	145
- Combustibili	169	-	36	205
- Altre	12	-	(10)	2
Materie prime, sussidiarie e di consumo	311	-	41	352
Combustili presso terzi	-	-	-	-
Totale rimanenze	311	-	41	352

Le “Rimanenze” sono pari a 352 milioni di euro (311 milioni di euro al 31 dicembre 2025), al netto del relativo fondo obsolescenza per 30 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

Le rimanenze presentano un incremento complessivo pari a 41 milioni di euro riconducibile a variazioni del periodo come di seguito descritto:

- 36 milioni di euro correlati all'incremento delle giacenze di combustibili per effetto della stagionalità (le giacenze comprendono le rimanenze di combustibili per la produzione

di energia elettrica e le rimanenze di gas per l'attività di vendita e stoccaggio dello stesso);

- 15 milioni di euro per l'aumento delle rimanenze di materiali comprensivo dell'accantonamento al fondo obsolescenza materiali;
- 10 milioni di euro riconducibili prevalentemente al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale.

Il magazzino gas di portafoglio industriale si intende recuperabile sulla base delle curve *forward* dell'esercizio in cui è prevista la relativa erogazione.

8) Crediti commerciali

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Crediti commerciali fatture emesse	1.683	-	102	1.785
Crediti commerciali fatture da emettere	3.043	-	(1.457)	1.586
(Fondo rischi su crediti)	(272)	-	(12)	(284)
Totale crediti commerciali	4.454	-	(1.367)	3.087

Al 30 giugno 2026 i “Crediti commerciali” risultano pari a 3.087 milioni di euro (4.454 milioni di euro al 31 dicembre 2025), con un decremento di 1.367 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni del periodo hanno riguardato:

- per 1.361 milioni di euro il decremento dei crediti commerciali verso clienti che al 30 giugno 2026 presentano un saldo di 3.002 milioni di euro (4.363 milioni di euro al 31 dicembre 2025);
- per 2 milioni di euro il decremento dei crediti verso società collegate, che presentano un saldo pari a 5 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2025);

- per 4 milioni di euro il decremento dei crediti verso i comuni di Milano e Brescia che ammontano a fine periodo a 80 milioni di euro (84 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

La variazione dei crediti commerciali è riconducibile principalmente alla minore operatività legata principalmente alla stagionalità dei *business* del Gruppo.

Il “Fondo rischi su crediti”, calcolato in ottemperanza al principio *IFRS* 9, è pari a 284 milioni di euro (272 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e presenta un incremento di 12 milioni di euro. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio cui si riferisce.

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

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolidamento acquisizioni 2026	Accanton.	Utilizzi	Valore al
Fondo rischi su crediti	272	-	36	(24)	284

Gli accantonamenti del periodo sono risultati pari a 36 milioni di euro, in incremento di 6 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (30 milioni di euro al 30 giugno 2025) in relazione a una maggior esposizione creditizia per fatture emesse verso la clientela.

La valutazione dell'esistenza di perdite di valore dei crediti commerciali avviene mediante criteri differenziati a seconda delle caratteristiche dei crediti oggetto di analisi.

Si riporta di seguito l'aging dei crediti commerciali:

milioni di euro

		31.12.2025
Crediti commerciali di cui:	3.087	4.454
Correnti	1.081	1.043
Scaduti di cui:	704	640
Scaduti fino a 30 gg	90	85
Scaduti da 31 a 180 gg	153	91
Scaduti da 181 a 365 gg	67	97
Scaduti oltre 365 gg	394	367
Fatture da emettere	1.586	3.043
Fondo rischi su crediti	(284)	(272)

9) Derivati e altre attività correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Derivati attivi correnti	641	-	816	1.457	1	1
Altre attività correnti di cui:	424	-	115	539	-	-
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	92	-	58	150		
- anticipi e acconti a fornitori	24	-	11	35		
- crediti verso il personale	-	-	1	1		
- crediti tributari	155	-	2	157		
- attività di competenza di esercizi futuri	45	-	33	78		
- crediti verso enti previdenziali	2	-	-	2		
- crediti verso ufficio del bollo	1	-	-	1		
- crediti per risarcimento danni	2	-	4	6		
- crediti per depositi cauzionali	4	-	11	15		
- crediti canone Rai	5	-	8	13		
- attività contrattuali	5	-	1	6		
- altri crediti diversi	89	-	(14)	75		
Totale derivati e altre attività correnti	1.065	-	931	1.996	1	1

I “Derivati e altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 1.996 milioni di euro rispetto ai 1.065 milioni di euro al 31 dicembre 2025, evidenziando un incremento di 931 milioni di euro.

I “Derivati attivi correnti” pari a 1.457 milioni di euro (641 milioni di euro al 31 dicembre 2025) presentano un incremento di 816 milioni di euro riconducibile all’aumento dei volumi trattati e all’incremento dei prezzi delle *commodities*.

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 539 milioni di euro rispetto ai 424 milioni di euro al 31 dicembre 2025, evidenziando un incremento di 115 milioni di euro.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 150 milioni di euro (92 milioni di euro al 31 dicembre 2025), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia al periodo 2026 che a residui crediti per perequazioni inerenti

precedenti esercizi, a crediti per componenti tariffarie al netto degli incassi effettuati nell’anno corrente.

I crediti tributari, pari a 157 milioni di euro (155 milioni di euro al 31 dicembre 2025), si riferiscono principalmente a crediti verso l’Erario per ritenute, iva e accise.

I crediti di competenza di esercizi futuri ammontano a 78 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono principalmente al pagamento anticipato dei canoni di derivazione d’acqua, dei canoni per licenze *software* e a premi assicurativi.

I crediti per depositi cauzionali ammontano a 15 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e sono principalmente riferiti ai versamenti a garanzia dell’operatività sul mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) richiesti dal Gestore del Mercato Elettrico.

10) Attività finanziarie correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Altre attività finanziarie	24	-	(11)	13	24	13
Totale attività finanziarie correnti	24	-	(11)	13	24	13

Le “Attività finanziarie correnti” risultano pari a 13 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2025). Tale voce si riferisce principalmente a interessi di competenza del periodo maturati sui conti correnti bancari non ancora liquidati.

11) Attività per imposte correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Attività per imposte correnti	123	-	(63)	60

Al 30 giugno 2026 tale posta risulta pari a 60 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2025) ed è riferita ai crediti IRES ed IRAP correnti, 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.

12) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.879	-	(293)	1.586	1.879	1.586

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 30 giugno 2026 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo.

Il decremento del periodo pari a 293 milioni di euro deriva principalmente da fenomeni *one off* quali i) il pagamento dell'opzione *put* relativa al 10% del capitale di Duereti, ii) la riduzione, a seguito del DL Bollette, dei tempi di pagamento all'autorità di alcuni oneri di sistema, e iii) il pagamento dei canoni pregressi per le concessioni idroelettriche. Nel corso del 2026 è stato rimborsato un prestito obbligazionario per 600 milioni di euro, a giugno 2026, ed erogazione di un finanziamento bancario con *European Investment Bank* per un valore nominale di 200 milioni di euro e finanziamenti bancari bilaterali per un totale di 500 milioni di euro.

Nella voce in esame sono compresi conti correnti vincolati, per 392 milioni di euro, collegati all'operatività sulle piattaforme relative agli strumenti derivati su *commodity*.

13) Attività classificate come possedute per la vendita

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Attività classificate come possedute per la vendita	-	-	48	48	-	-

La voce “Attività non correnti destinate alla vendita” al 30 giugno 2026, pari a 48 milioni di euro, si riferisce alla riclassificazione di asset riferiti al Servizio Idrico Integrato dei Comuni di Como e Brunate della società controllata Lereti S.p.A. (40 milioni di euro) e ad asset del servizio di distribuzione Gas del Comune di Sondrio della società controllata Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (8 milioni di euro) per effetto dei subentri dei nuovi gestori che allo stato si stima avverranno nell'esercizio 2027. Tali valori rappresentano il valore netto contabile al 30 giugno 2026: non è stato necessario adeguare tale valore poiché il valore di realizzo (VIR) atteso è superiore. Il processo di determinazione delle ulteriori attività e passività che passeranno ai gestori subentranti è attualmente in corso e verrà definito nel secondo semestre 2026.

Patrimonio netto e passività

Patrimonio netto

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 giugno 2026 risulta pari a 6.517 milioni di euro (6.490 milioni di euro al 31 dicembre 2025), è dettagliata nella seguente tabella:

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:				
Capitale Sociale	1.629	-	-	1.629
Azioni proprie	(10)	-	-	(10)
Riserve	3.548	6	405	3.959
Risultato netto	750	-	(386)	364
Totale Patrimonio del Gruppo	5.917	6	19	5.942
Interessenze di terzi	573	-	2	575
Totale Patrimonio netto	6.490	6	21	6.517

La movimentazione del Patrimonio netto è complessivamente positiva per 27 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 364 milioni di euro, compensato dalla distribuzione del dividendo per 326 milioni di euro e da una variazione in aumento delle Interessenze di terzi per complessivi 2 milioni di euro. Si evidenzia, infine, una variazione netta negativa dei derivati *Cash flow hedge* e delle riserve IAS 19 per complessivi 9 milioni di euro.

14) 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.

15) Riserve

15.1) Riserva azioni proprie

La "Riserva azioni proprie" ammonta a 10 milioni di euro, in linea rispetto al 31 dicembre 2025 e si riferisce a n. 4.478.645 azioni proprie acquistate a supporto del piano di azionariato diffuso 2025-2027 denominato "A2A LIFE Sharing" e per finalità di gestione corrente (ivi incluso l'investimento e la gestione della liquidità) e per progetti industriali coerenti con le linee strategiche che il Gruppo intende perseguire in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

15.2) Riserve

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Riserve	3.548	6	405	3.959
di cui:				
Variazione fair value derivati <i>Cash flow hedge</i>	(6)	-	(14)	(20)
Effetto fiscale	-	-	4	4
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(6)	-	(10)	(16)
Variazione riserve <i>IAS 19 Revised</i> - Benefici a dipendenti	(43)	-	2	(41)
Effetto fiscale	9	-	(1)	8
Riserve <i>IAS 19 Revised</i> - Benefici a dipendenti	(34)	-	1	(33)
Riserve <i>fair value</i> attività finanziarie	8	-	-	8
Effetto fiscale	(2)	-	-	(2)
Riserve <i>fair value</i> attività finanziarie	6	-	-	6

Le “Riserve”, che ammontano a 3.959 milioni di euro (3.548 milioni di euro al 31 dicembre 2025), 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 16 milioni di euro, che si riferisce alla valorizzazione al termine del periodo dei derivati che rispondono ai requisiti dell'*Hedge accounting* al netto dell'effetto fiscale.

La posta in oggetto include riserve negative pari a 33 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.

La voce comprende la riserva di Patrimonio netto derivante dalla prima applicazione dell'*IFRS 9* pari a 32 milioni di euro, ed in particolare l'*impairment* dei crediti commerciali secondo il modello cd. “*expected losses*”.

La riserva relativa alla prima emissione obbligazionaria perpetua subordinata ibrida in formato *Green – use of proceeds*, dal valore nominale di 750 milioni di euro, è pari a 742 milioni di euro, al netto delle spese di emissione ed effetto fiscale sulle stesse. Il titolo, collocato ad un prezzo di emissione pari a 99,460% è caratterizzato da un periodo di *non-call* di 5,25 anni e avrà una durata perpetua. Tale obbligazione corrisponderà una cedola annua fissa del 5,000% fino alla prima data di *reset* prevista l'11 settembre 2029. La natura dello strumento, tuttavia, consente ad A2A il differimento in ogni momento del pagamento degli interessi nel tempo e del capitale.

A partire da tale data, salvo che non sia avvenuto il rimborso anticipato, il titolo maturerà interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 225,8 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 settembre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 settembre 2049.

Nelle riserve è compresa anche la riserva relativa al pagamento della prima e seconda *tranche* di *coupon* per 47 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale per 11 milioni di euro.

Dividendi

I dividendi distribuiti sono esposti al netto delle quote spettanti alle azioni proprie risultate in portafoglio alle rispettive “*record date*”. Tali quote sono state oggetto di rinuncia all'incasso da parte del Gruppo e destinate alla riserva “utili accumulati”. Il dividendo dell'esercizio 2025, pari a euro 0,104 per azione, per un ammontare complessivo di

326 milioni di euro è stato deliberato dall'assemblea degli azionisti del 28 aprile 2026.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli *stakeholder* e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un *rating* adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del primo semestre 2026.

16) Risultato netto

Risulta positivo per 364 milioni di euro.

17) Interessenze di terzi

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Interessenze di terzi	573	-	2	575

Le “Interessenze di terzi” ammontano a 575 milioni di euro al 30 giugno 2026 (573 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e rappresentano, principalmente, le quote di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza principalmente correlate agli altri soci di Acinque S.p.A. per 276 milioni di euro (di cui 10 milioni di euro relativi al risultato di periodo) e di Ambiente Energia Brianza S.p.A. per 253 milioni di euro (di cui 9 milioni di euro relativi al risultato di periodo).

Passività

Passività non correnti

18) Passività finanziarie non correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Obbligazioni non convertibili	5.046	-	7	5.053	5.046	5.053
Debiti verso banche	824	7	849	1.680	824	1.680
Debiti finanziari per diritti d'uso	190	-	(12)	178	190	178
Debiti verso altri finanziatori	156	-	(2)	154	156	154
Totale passività finanziarie non correnti	6.216	7	842	7.065	6.216	7.065

Le "Passività finanziarie non correnti", pari a 7.065 milioni di euro (6.216 milioni di euro al 31 dicembre 2025) presentano un incremento di 849 milioni di euro.

Le "Obbligazioni non convertibili" pari a 5.053 milioni di euro (5.046 milioni di euro al 31 dicembre 2025) sono relative ai seguenti prestiti obbligazionari, contabilizzati al costo ammortizzato:

- 299 milioni di euro, con scadenza ottobre 2027 e cedola dell'1,625%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 75 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;
- 398 milioni di euro, con scadenza luglio 2029 e cedola dell'1,00%, il cui valore nominale è pari a 400 milioni di euro;
- 498 milioni di euro, con scadenza luglio 2031 e cedola dello 0,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 496 milioni di euro, con scadenza ottobre 2032 e cedola dell'0,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 496 milioni di euro, con scadenza novembre 2033 e cedola dell'1,00%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 498 milioni di euro, con scadenza marzo 2028 e cedola dell'1,5%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 643 milioni di euro, con scadenza settembre 2030 e cedola del 4,5%, il cui valore nominale è pari a 650 milioni di euro;
- 495 milioni di euro, con scadenza febbraio 2034 e cedola del 4,375%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 506 milioni di euro, con scadenza gennaio 2035 e cedola del 3,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 154 milioni di euro, con scadenza ottobre 2030 e cedola del 2,875%, il cui valore nominale è pari a 155 milioni di euro;
- 495 milioni di euro, con scadenza maggio 2032 e cedola del 3,250%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro.

L'incremento della componente non corrente delle "Obbligazioni non convertibili", pari a 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025, è dovuto all'effetto del decremento del costo ammortizzato a seguito della chiusura anticipata di derivati a copertura dell'obbligazione da 500 milioni di euro in scadenza nel 2035.

I "Debiti verso banche" non correnti ammontano a 1.680 milioni di euro. Tale voce rileva la quota capitale di finanziamenti erogati dalla *European Investment Bank* per 769 milioni di euro di cui 200 milioni di euro erogati nel corso del primo semestre 2026 e da istituti di credito diversi per i restanti 911 milioni di euro di cui 500 milioni di euro erogati nel corso del primo semestre 2026. L'incremento di 856 milioni di euro è principalmente riconducibile all'erogazione dei nuovi finanziamenti e alla riclassifica nella voce "passività finanziarie non correnti" del finanziamento erogato dalla controparte Mediobanca pari a 200 milioni di euro a seguito di estensione dello stesso fino al 2028.

I "Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti", ammontano a 178 milioni di euro. Tale voce rileva un decremento di 12 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025.

I "Debiti verso altri finanziatori" risultano pari a 154 milioni di euro, in decremento di 2 milioni di euro

rispetto al 31 dicembre 2025 e fanno riferimento principalmente ad un finanziamento erogato da Cassa Depositi e Prestiti per un valore nominale pari a 150 milioni di euro.

Per l'analisi delle scadenze di ciascuna voce di tali debiti si rimanda all'apposita tabella di dettaglio nella sezione "Altre informazioni" al capitolo 5) Gestione dei rischi finanziari al paragrafo d. Rischio di liquidità, mentre per l'ulteriore analisi della suddivisione tra debiti a tasso fisso e a tasso variabile si rimanda all'apposita tabella di dettaglio nel paragrafo b. Rischio di tasso di interesse.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il *fair value*, nonché della quota in scadenza nei 12 mesi successivi, come meglio descritto nella nota 25) Passività finanziarie correnti. Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando il prezzo di mercato, 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 del periodo, ivi inclusi gli *spread* creditizi del Gruppo A2A. Si precisa che tale tabella non contiene la valorizzazione dei debiti finanziari per diritti d'uso.

milioni di euro

	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota non corrente	Fair Value
Obbligazioni	5.201	5.117	64	5.053	4.872
Finanziamenti Bancari e da Altri finanziatori	2.064	2.081	247	1.834	1.676
Totale	7.265	7.198	311	6.887	6.548

19) Passività per imposte differite

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Passività per imposte differite	29	-	(1)	28

Le “Passività per imposte differite” ammontano a 28 milioni di euro al 30 giugno 2026 (29 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e presentano un decremento di 1 milione di euro.

La voce accoglie l'effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRAP, non compensabili con le relative attività per imposte anticipate.

20) Benefici a dipendenti

Al 30 giugno 2026 tale posta risulta pari a 190 milioni di euro (196 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e presenta le seguenti variazioni:

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al
Trattamento di fine rapporto	86	-	23	(5)	(22)	82
Benefici a dipendenti	110	-	-	(4)	2	108
Totale benefici a dipendenti	196	-	23	(9)	(20)	190

I “Benefici a dipendenti” comprendono, oltre al trattamento di fine rapporto, il calcolo dello sconto energia elettrica e gas, mensilità aggiuntive, premi anzianità e l'integrazione pensionistica erogata dal fondo pensionistico Premungas ai dipendenti aventi diritto.

La movimentazione del periodo è riconducibile per 23 milioni di euro agli accantonamenti del periodo, per 9 milioni di euro al decremento dovuto alle erogazioni del periodo e per 20 milioni di euro al decremento netto riferito principalmente ai versamenti ai fondi previdenziali.

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

	31.12.2025	
Tasso di attualizzazione	dal +2,52% al +3,96%	dal +2,35% al +4,15%
Tasso di inflazione annuo	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento dei premi anzianità	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento delle agevolazioni tariffarie	0,5%	0,0%
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	Da 1,0% al 2,5%	Dal +1,0% al 2,5%
Tasso annuo incremento TFR	3,0%	3,0%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,13%	1,125%
Frequenze annue di turnover	da 4,0% a 5,0%	da 2,0% a 5,0%
Frequenze annue di anticipazioni TFR	da 2,0% a 2,5%	da 2,0% a 2,5%

Si segnala che:

- il tasso annuo di attualizzazione utilizzato per la determinazione del valore attuale dell'obbligazione è stato desunto, coerentemente con il par. 83 dello IAS 19, dall'indice Iboxx Corporate AA rilevato alla data della valutazione. A tal fine si è scelto il rendimento avente durata comparabile alla *duration* del collettivo di lavoratori oggetto della valutazione;
- 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 TG62 (Premungas), AS62 (Sconto energia elettrica e Sconto gas) e RG48 (altri piani);
- per l'"inabilità" sono state utilizzate le tavole INPS distinte per età e sesso;
- per il "pensionamento" è stato utilizzato il parametro 100% al raggiungimento dei requisiti AGO (Assicurazione Generale Obbligatoria) adeguati al D.L. n. 04/2019;
- per la "probabilità di lasciare famiglia" è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010 aggiornate;
- 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.

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della già menzionata passività.

milioni di euro

	31.12.2025							
	Sconto Energia Elettrica	Sconto Fornitura Gas	Mensilità aggiuntive	TFR	Sconto Energia Elettrica	Sconto Fornitura Gas	Mensilità aggiuntive	TFR
Tasso di mortalità aumentata del 10%	83	1			82	1		
Tasso di mortalità ridotta del 10%	78	1			78	1		
Tasso di <i>turnover</i> +1,00%				86				82
Tasso di <i>turnover</i> -1,00%				86				81
Tasso di inflazione +0,25%				86				83
Tasso di inflazione -0,25%				85				81
Tasso di attualizzazione +0,25%	78	1	5	85	77	1	5	81
Tasso di attualizzazione -0,25%	83	1	6	87	82	1	6	83
Tasso di inflazione +0,5%				2				2
Tasso di inflazione -0,5%				2				2
Tasso di attualizzazione +0,5%				2				2
Tasso di attualizzazione -0,5%				2				2

L'analisi di sensitività sopra elencata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per

benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

21) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025			Valore al 30.06.2026		
	Quota non corrente	Quota corrente	Totale	Quota non corrente	Quota corrente	Totale
Fondi <i>Decommissioning</i>	289	39	328	272	40	312
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	147	35	182	138	35	173
Fondi fiscali	25	-	25	24	-	24
Fondi cause legali e contenziosi del personale	45	-	45	45	-	45
Altri fondi rischi	242	17	259	235	24	259
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	748	91	839	714	99	813

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Accant.	Rilasci	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al
Fondi <i>Decommissioning</i>	328	-	-	(2)	(12)	(2)	312
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	182	-	-	(4)	(7)	2	173
Fondi fiscali	25	-	-	(1)	-	-	24
Fondi cause legali e contenziosi del personale	45	-	1	-	(1)	-	45
Altri Fondi rischi	259	-	13	(2)	(39)	28	259
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	839	-	14	(9)	(59)	28	813

I fondi rischi, oneri e passività per discariche al 30 giugno 2026 ammontano a 813 milioni di euro e presentano un decremento complessivamente pari a 26 milioni di euro.

I “Fondi *decommissioning*”, che risultano pari a 312 milioni di euro accolgono gli oneri per i costi di smantellamento e ripristino dei siti produttivi principalmente relativi agli impianti del Gruppo. Le movimentazioni del periodo hanno riguardato

utilizzi per 12 milioni di euro, a copertura degli oneri sostenuti nel corso del periodo in esame, eccedenze per 2 milioni di euro e altre variazioni in diminuzione per 2 milioni di euro, imputabili alle variazioni dei tassi di attualizzazione.

I “Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche”, che risultano pari a 173 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, come previsto dalla normativa in essere. Le movimentazioni al 30 giugno 2026 hanno riguardato utilizzi per 7 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi nel periodo in esame, eccedenze per 4 milioni di euro, relative alle rettifiche dei fondi per scariche a seguito dell'aggiornamento dei tassi di attualizzazione, nonché altre variazioni in aumento per 2 milioni di euro.

I “Fondi fiscali”, che risultano pari a 24 milioni di euro, si riferiscono agli accantonamenti effettuati a fronte di contenziosi in essere 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 45 milioni di euro e si riferiscono a cause con terzi per 38 milioni di euro e con dipendenti per 3 milioni di euro, a fronte delle passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso, nonché a cause in essere con Istituti Previdenziali per 4 milioni di euro, relative a contributi previdenziali che il Gruppo ritiene di non dover versare e per i quali sono in essere specifici contenziosi.

Gli “Altri fondi rischi”, che risultano pari a 259 milioni di euro, si riferiscono principalmente ai fondi relativi ai canoni di derivazione d’acqua pubblica.

22) Derivati e altre passività non correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Derivati passivi non correnti	36	-	4	40	36	40
Altre passività non correnti	154	-	(1)	153	12	12
Totale derivati e altre passività non correnti	190	-	3	193	48	52

La voce in esame presenta al 30 giugno 2026 un incremento di 3 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Le “Altre passività non correnti”, che presentano un saldo pari a 153 milioni di euro, si riferiscono a depositi cauzionali da clienti per 126 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri

per 10 milioni di euro e altre passività non correnti per 17 milioni di euro.

I “Derivati passivi non correnti” risultano pari a 40 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono alla valutazione al *fair value* del derivato di copertura relativo al prestito obbligazionario in yen con scadenza 2036.

Passività correnti

23) Debiti commerciali

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Acconti e debiti verso clienti	26	-	(5)	21	-	-
Debiti verso fornitori	4.665	-	(1.247)	3.418	-	-
Totale debiti commerciali	4.691	-	(1.252)	3.439	-	-

I “Debiti commerciali” risultano pari a 3.439 milioni di euro e presentano, rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, un

decremento pari a 1.252 milioni di euro. Il decremento è principalmente riconducibile alla stagionalità dei *business* del Gruppo.

24) Derivati e altre passività correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Derivati passivi correnti (derivati commodity)	691	-	682	1.373		
Altre passività correnti di cui:	960	-	(147)	813		
Debiti verso istituti di previdenza	59	-	11	70		
Debiti verso il personale	142	-	(18)	124		
Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	346	-	(79)	267		
Debiti tributari	125	-	44	169		
Debiti verso clienti per lavori da eseguire	42	-	2	44		
Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	4	-	1	5		
Debiti verso soci terzi	-	-	20	20		
Debiti per passività di competenza di esercizi successivi	12	-	8	20		
Debiti per incassi da destinare	15	-	3	18		
Debiti per canone RAI	8	-	14	22		
Debiti verso assicurazioni	7	-	1	8		
Debiti per compensazioni ambientali	5	-	-	5		
Altri debiti diversi	195	-	(154)	41	155	11
Totale derivati e altre passività correnti	1.651	-	535	2.186	155	11

I “Derivati passivi correnti” risultano pari a 1.373 milioni di euro (691 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity*. L’incremento è riconducibile all’aumento dei volumi trattati e all’incremento dei prezzi delle *commodities*.

Le “Altre passività correnti” si riferiscono principalmente a:

- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 267 milioni di euro (346 milioni di euro al 31 dicembre 2025) inerenti al 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 verso il personale per 124 milioni di euro (142 milioni di euro al 31 dicembre 2025) relativi ai debiti verso i dipendenti per il premio di produttività maturato nell'esercizio, nonché all'onere per le ferie maturate e non godute al 30 giugno 2026;
- debiti tributari per 169 milioni di euro (125 milioni di euro al 31 dicembre 2025). Si riferiscono ai debiti verso l'Erario per accise, ritenute e Iva;
- debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per 70 milioni di euro, in incremento di 11 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025 e relativi alla posizione debitoria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali;
- debiti verso clienti per lavori da eseguire nel corso del prossimo esercizio per 44 milioni di euro (42 milioni di euro al 31 dicembre 2025);

- debiti per incassi da destinare per 18 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2025);
- debiti per passività di competenza di esercizi successivi per 20 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2025);
- debiti per canone RAI pari a 22 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2025);
- debiti verso soci per dividendi non ancora pagati per 20 milioni di euro;
- debiti verso assicurazioni pari a 8 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2025);
- debiti per compensazioni ambientali pari a 5 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

Il decremento degli altri debiti diversi si riferisce principalmente all'esercizio dell'opzione di acquisto del 10% della partecipazione in Duereti S.r.l. avvenuto nel corso del semestre per 144 milioni di euro.

25) Passività finanziarie correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
					31.12.2025	
Obbligazioni non convertibili	668	-	(604)	64	668	64
Debiti verso banche	333	1	(92)	242	333	242
Debiti finanziari per diritti d'uso	40	-	(2)	38	40	38
Debiti verso altri finanziatori	3	-	2	5	3	5
Totale passività finanziarie correnti	1.044	1	(696)	349	1.044	349

Le "Passività finanziarie correnti" ammontano a 349 milioni di euro (1.044 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e presentano un decremento netto pari a 695 milioni di euro.

Le "Obbligazioni non convertibili" ammontano a 64 milioni di euro e presentano una variazione in diminuzione di 604 milioni di euro. Nel

corso del periodo è stato rimborsato un bond del valore nominale di 600 milioni di euro. Al 30 giugno 2026 il valore è rappresentato unicamente dalle cedole per interessi pari a 64 milioni di euro.

I "Debiti verso banche" correnti, che ammontano a 242 milioni di euro, rilevano la

quota capitale di finanziamenti erogati dalla *European Investment Bank*, per 66 milioni di euro, da istituti di credito diversi, per 168 milioni di euro e dal rateo interessi maturati per 7 milioni di euro. Il decremento netto rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente pari a 91 milioni di euro è principalmente correlato alle quote rimborsate nel periodo, alla riclassificazione nelle "Passività finanziarie non correnti" del finanziamento con Mediobanca da 200 milioni di euro a seguito di estensione

della durata dello stesso, in parte compensata dall'aumento dell'utilizzo di linee "*Hot Money*" per 100 milioni di euro.

I "Debiti finanziari per diritti d'uso correnti" ammontano a 38 milioni di euro, in decremento di 2 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

I "Debiti verso altri finanziatori" correnti risultano pari a 5 milioni di euro, in incremento di 2 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

26) Passività per imposte correnti

milioni di euro

	Valore al 31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	Valore al
Passività per imposte correnti	37	-	29	66

Le "Passività per imposte correnti" risultano pari a 66 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e presentano un incremento di 29 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente.

7.8

Indebitamento finanziario netto

(ai sensi della comunicazione ESMA/32-382-1138)

27) Indebitamento finanziario netto

(ai sensi della comunicazione ESMA/32-382-1138)

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

milioni di euro

	Note	31.12.2025	Effetto primo consolid. acquisizioni 2026	Variazioni	
Obbligazioni-quota non corrente	18	5.046	-	7	5.053
Finanziamenti bancari non correnti	18	824	7	849	1.680
Debiti verso altri finanziatori non correnti	18	156	-	(2)	154
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	18	190	-	(12)	178
Altre passività non correnti (*)	22	48	-	4	52
Totale indebitamento a medio e lungo termine		6.264	7	846	7.117
Altre attività non correnti (**)	6	(2)	-	(4)	(6)
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(2)	-	(4)	(6)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		6.262	7	842	7.111
Obbligazioni-quota corrente	25	668	-	(604)	64
Finanziamenti bancari correnti	25	333	1	(92)	242
Debiti verso altri finanziatori correnti	25	3	-	2	5
Debiti finanziari per diritti d'uso correnti	25	40	-	(2)	38
Altre passività correnti	24	155	-	(144)	11
Totale indebitamento a breve termine		1.199	1	(840)	360
Attività finanziarie verso parti correlate	10	(1)	-	-	(1)
Altre attività finanziarie correnti	10	(23)	-	11	(12)
Totale crediti finanziari a breve termine		(24)	-	11	(13)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	(1.879)	-	293	(1.586)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(704)	1	(536)	(1.239)
Indebitamento finanziario netto come da comunicazione ESMA		5.558	8	306	5.872
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	4	(4)	-	-	(4)
Attività finanziarie non correnti	4	(80)	-	(2)	(82)
Indebitamento finanziario netto		5.474	8	304	5.786

(*) comprendono derivati finanziari di copertura per 39 milioni di euro; 39 milioni di euro al 31 dicembre 2025.

(**) si riferiscono a derivati finanziari di copertura di tassi di interesse su finanziamenti.

La posizione finanziaria netta del Gruppo si attesta a 5.786 milioni di euro.

Per quanto riguarda le informazioni integrative circa l'indebitamento finanziario indiretto, il

Gruppo ha individuato impegni finanziari entro 12 mesi relativamente a benefici a dipendenti, fondi *decommissioning* e passività per discariche, contenziosi fiscali e *reverse factoring*, per un importo pari a 118 milioni di euro.

Di seguito si riportano, ai sensi dello IAS 7 "Rendiconto finanziario", le variazioni delle attività e passività finanziarie:

milioni di euro

	31.12.2025	Flusso Monetario	Flusso non Monetario			
			Effetto operazioni straordinarie	Variazione fair value	Altre variazioni	
Obbligazioni	5.714	(669)	-	-	72	5.117
Debiti finanziari	1.546	708	8	-	35	2.297
Altre passività in PFN	203	(144)	-	5	(1)	63
Attività finanziarie compreso IFRS16	(108)	24	-	-	(15)	(99)
Altre attività in PFN	(2)	-	-	-	(4)	(6)
Passività nette derivanti da attività di finanziamento	7.353	(81)	8	5	87	7.372
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(1.879)	293	-	-	-	(1.586)
Indebitamento finanziario netto	5.474	212	8	5	87	5.786

7.9

Note esplicative alle voci di Conto economico

Per le variazioni del perimetro di consolidamento al 30 giugno 2026 si rimanda a quanto indicato al paragrafo “Area e criteri di consolidamento”.

Inoltre, i dati economici al 30 giugno 2026 risultano non omogenei rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2025:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di AREN01 S.r.l., AREN03 S.r.l., AREN04 S.r.l., AREN05 S.r.l., AREN06 S.r.l., Green Frogs Correggio S.r.l. e Cutro 1 S.r.l.;
- acquisizione da parte di A2A Calore & Servizi S.r.l. del 100% di Sesto Energia S.r.l.;
- acquisizione da parte di Ambiente Energia Brianza S.p.A. del 100% di 2B S.r.l.;
- acquisizione da parte di Acinque Innovazione S.r.l. del 100% di Integra Impianti S.r.l.;
- acquisizione da parte di A2A Ciclo Idrico S.p.A. del 69,24% di Novito Acque S.r.l.;

- acquisizione da parte di A2A Storage S.r.l. del 100% della società S2SE Cinque S.r.l.;
- costituzione della società A2A Life Venture S.r.l. detenuta per il 100% da A2A S.p.A.;
- costituzione di A2A Solar 1 S.r.l., A2A Solar 2 S.r.l., A2A Solar 3 S.r.l., A2A Solar 4 S.r.l. e A2A Dome S.r.l., tutte detenute per il 100% da A2A Rinnovabili S.p.A.;
- costituzione della società AP Reti Gas North S.r.l. detenuta da parte di Unareti S.p.A. per il 50% e da LD Reti S.r.l. per il 50%, e successivamente ceduta in data 1° luglio ad Ascopiave S.p.A.;
- costituzione di AST 1 S.r.l. ed AST 2 S.r.l., tutte detenute per il 100% da A2A Storage S.r.l..

Si segnala che i valori al 30 giugno 2025 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2026, in modo da recepire nelle voci “ammortamenti” e “imposte” gli effetti della *Purchase Price Allocation* avvenuta al 31 dicembre 2025 in seguito all’acquisizione di Duereti S.r.l..

28) Ricavi

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Totale ricavi portafoglio industriale	7.463	5.974	1.489	24,9%
Totale ricavi portafoglio di <i>trading</i>	18	16	2	12,5%
Totale ricavi per prestazioni	753	770	(17)	(2,2%)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.234	6.760	1.474	21,8%
Altri proventi	191	139	52	37,4%
Totale ricavi	8.425	6.899	1.526	22,1%

I ricavi del periodo presentano un incremento di 1.526 milioni di euro (22,1%) rispetto al 30 giugno 2025.

La variazione è riconducibile all’aumento delle quantità di energia elettrica intermedie sui mercati all’ingrosso e alla crescita dei volumi venduti sui mercati *retail* elettricità.

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

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Vendita e distribuzione energia elettrica industriale	4.842	3.799	1.043	27,5%
Vendita e distribuzione di gas industriale	2.066	1.845	221	12,0%
Vendita calore	158	164	(6)	(3,7%)
Vendita acqua	56	47	9	19,1%
Vendita materiali	33	37	(4)	(10,8%)
Vendita di certificati ambientali industriale	280	55	225	n.s.
Contributi di allacciamento	28	27	1	3,7%
Totale ricavi portafoglio industriale	7.463	5.974	1.489	24,9%
Totale ricavi portafoglio di trading	18	16	2	12,5%
Totale ricavi per prestazioni	753	770	(17)	(2,2%)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.234	6.760	1.474	21,8%
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	89	27	62	n.s.
Risarcimenti danni	11	9	2	22,2%
Sopravvenienze attive	24	33	(9)	(27,3%)
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili (<i>feed-in tariff</i>)	28	30	(2)	(6,7%)
Affitti attivi	5	3	2	66,7%
Altri ricavi	34	37	(3)	(8,1%)
Altri proventi	191	139	52	37,4%
Totale ricavi	8.425	6.899	1.526	22,1%

Per il 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".

Si segnala inoltre che i ricavi del portafoglio industriale comprendono 490 milioni di euro di ricavi realizzati all'estero nella Comunità Europea.

29) Costi operativi

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Totale costi per materie prime e di consumo portafoglio industriale	5.108	3.740	1.368	36,6%
Totale costi portafoglio di <i>trading</i>	-	4	(4)	(100,0%)
Totale costi per servizi	1.455	1.291	164	12,7%
Totale costi per materie prime e servizi	6.563	5.035	1.528	30,3%
Totale altri costi operativi	198	168	30	17,9%
Totale costi operativi	6.761	5.203	1.558	29,9%

I “Costi per materie prime e servizi” ammontano a 6.761 milioni di euro (5.203 milioni di euro al 30 giugno 2025) e presentano un incremento di 1.558 milioni di euro.

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

- i maggiori acquisti di materie prime e di consumo per 1.368 milioni di euro, riconducibili

principalmente all’incremento dei costi per acquisti di energia e combustibili per 1.153 milioni di euro, all’incremento degli oneri correlati all’acquisto di certificati ambientali per 250 milioni di euro;

- l’incremento degli oneri di vettoramento, appalti e prestazioni di servizi per 164 milioni di euro.

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

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Acquisti di energia e combustibili	4.607	3.454	1.153	33,4%
Acquisti di materiali	111	94	17	18,1%
Acquisti di acqua	1	1	-	0,0%
Oneri da coperture su derivati operativi	4	1	3	n.s.
Proventi da coperture su derivati operativi	(1)	(1)	-	0,0%
Acquisti di certificati e diritti di emissione	398	148	250	n.s.
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	(12)	43	(55)	n.s.
Totale costi per materie prime e di consumo portafoglio industriale	5.108	3.740	1.368	36,6%
Totale costi portafoglio di trading	-	4	(4)	(100,0%)
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	981	816	165	20,2%
Manutenzioni e riparazioni	93	105	(12)	(11,4%)
Altri servizi	381	370	11	3,0%
Totale costi per servizi	1.455	1.291	164	12,7%
Totale costi per materie prime e servizi	6.563	5.035	1.528	30,3%
Godimento beni di terzi	39	45	(6)	(13,3%)
Contributi a enti territoriali, consorzi e ARERA	8	8	-	0,0%
Imposte e tasse	24	23	1	4,3%
Danni e penalità	9	7	2	28,6%
Sopravvenienze passive	7	7	-	0,0%
Altri costi	111	78	33	42,3%
Totale altri costi operativi	198	168	30	17,9%
Totale costi operativi	6.761	5.203	1.558	29,9%

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.

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Margine attività di trading				
Ricavi lordi	4.151	6.504	(2.353)	(36,2%)
Costi lordi	4.133	6.492	(2.359)	(36,3%)
Totale margine attività di trading	18	12	6	50,0%
di cui ricavi netti	18	16	2	12,5%
di cui costi netti	-	4	(4)	(100,0%)
Totale margine attività di trading	18	12	6	50,0%

Il margine di *trading* è positivo per 18 milioni di euro con un incremento di 6 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2025.

Nel corso del primo semestre 2026, il mercato ha continuato a presentare elementi di incertezza, anche legati al contesto geopolitico internazionale e ai potenziali impatti sui flussi energetici globali. In tale scenario, l'attività di *trading* ha proseguito con regolarità, contribuendo positivamente al risultato attraverso la gestione efficiente dei flussi, l'attività di *market making* e la valorizzazione delle posizioni di portafoglio, supportando, in

coordinamento con le altre strutture aziendali coinvolte, la gestione degli effetti derivanti dall'aumento della volatilità e dei prezzi sui mercati energetici.

30) Costi per il personale

Al 30 giugno 2026 i costi per il personale, al netto degli oneri capitalizzati, sono risultati complessivamente pari a 483 milioni di euro (465 milioni di euro al 30 giugno 2025).

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

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Salari e stipendi	370	358	12	3,4%
Oneri sociali	124	119	5	4,2%
Trattamento di fine rapporto	23	22	1	4,5%
Altri costi	30	30	-	0,0%
Totale costi per il personale al lordo delle capitalizzazioni	547	529	18	3,4%
Costi per il personale capitalizzati	(64)	(64)	-	0,0%
Totale costi per il personale	483	465	18	3,9%

Il Costo del personale, pari a 483 milioni di euro, aumenta di circa 18 milioni di euro (+3,9%). La variazione è legata al maggior numero di *FTE* (*Full-Time Equivalent*) del primo semestre del 2026

rispetto al primo semestre dell'anno precedente ed all'effetto combinato degli aumenti retributivi per rinnovi contrattuali e per incrementi di merito e ai minori oneri per mobilità ed incentivo all'esodo.

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

		30.06.2025	Variazione
Dirigenti	208	204	4
Quadri	1.015	992	23
Impiegati	7.017	6.884	133
Operai	6.831	6.814	17
Totale	15.071	14.894	177

Al 30 giugno 2026 i costi per il personale medi pro-capite sono risultati pari a 32,05 migliaia di euro (31,22 migliaia di euro al 30 giugno 2025).

Al 30 giugno 2026 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 15.212 unità. Al 30 giugno 2025 i dipendenti del Gruppo risultavano pari a 15.034 unità.

Nella voce altri costi del personale sono compresi 4 milioni di euro (invariato rispetto al 30 giugno 2025) correlati al piano di *welfare* aziendale a favore dei dipendenti del Gruppo denominato "A2A Life Caring" e 3 milioni di euro riferiti al piano di azionariato diffuso.

31) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra espone, il "Margine operativo lordo" consolidato al 30 giugno 2026 è pari a 1.181 milioni di euro (1.231 milioni di euro al 30 giugno 2025).

32) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" sono pari a 540 milioni di euro (514 milioni di euro al 30 giugno 2025) e presentano un incremento di 26 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Ammortamento delle attività immateriali	179	175	4	2,3%
Ammortamento degli Immobili, impianti e macchinari	319	300	19	6,3%
Svalutazioni nette delle immobilizzazioni	1	3	(2)	(66,7%)
Totale ammortamenti e svalutazioni di attività non correnti	499	478	21	4,4%
Accantonamenti per rischi	5	6	(1)	(16,7%)
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	36	30	6	20,0%
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	540	514	26	5,1%

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 499 milioni di euro (478 milioni di euro al 30 giugno 2025) e registrano un incremento complessivo di 21 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle attività immateriali risultano pari a 179 milioni di euro (175 milioni di euro al 30 giugno 2025). La voce rileva maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro relativi al servizio idrico integrato, alla distribuzione e misura gas, all’implementazione dei sistemi informativi ed alle nuove *customer list* per 14 milioni di euro rettificati dalla riduzione degli ammortamenti, pari a 10 milioni di euro, a seguito della cessione di alcuni ATEM relativi alla distribuzione del gas ad Ascopiave avvenuta nel secondo semestre del 2025.

Gli ammortamenti degli Immobili, impianti e macchinari presentano un aumento di 19 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2025 e riguardano principalmente gli incrementi riferiti agli investimenti entrati in esercizio nel periodo luglio 2025-giugno 2026.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Proventi finanziari	22	27	(5)	(18,5%)
Oneri finanziari	109	112	(3)	(2,7%)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5	2	3	n.s.
Totale gestione finanziaria	(82)	(83)	1	(1,2%)

Gli “Accantonamenti per rischi” presentano un effetto netto pari a 5 milioni di euro in linea con il primo semestre 2025.

Per maggiori informazioni si rimanda alla nota 21) Fondi rischi, oneri e passività per disarchie.

L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 36 milioni di euro (30 milioni di euro al 30 giugno 2025).

33) Risultato operativo netto

Il “Risultato operativo netto” risulta pari a 641 milioni di euro (717 milioni di euro 30 giugno 2025).

34) Gestione finanziaria

La “Gestione finanziaria” presenta un saldo negativo di 82 milioni di euro (negativo per 83 milioni di euro al 30 giugno 2025).

I “Proventi finanziari” ammontano a 22 milioni di euro (27 milioni di euro al 30 giugno 2025) e sono così composti:

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Proventi verso istituti di credito	11	18	(7)	(38,9%)
Altri proventi finanziari	11	9	2	22,2%
Totale proventi finanziari	22	27	(5)	(18,5%)

Il decremento dei Proventi verso istituti di credito pari a 7 milioni di euro è principalmente riconducibile a una minore liquidità media investita ad un minor tasso di interesse.

Gli “Oneri finanziari”, che ammontano a 109 milioni di euro presentano un decremento di 3 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2025 e sono così composti:

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
Interessi su prestiti obbligazionari	68	61	7	11,5%
Interessi verso istituti di credito	21	32	(11)	(34,4%)
Interessi su finanziamenti Cassa Depositi e Prestiti	3	3	-	0,0%
<i>Realized</i> su derivati finanziari	1	-	1	n.s.
Oneri da <i>Decommissioning</i>	5	5	-	0,0%
Altri oneri finanziari di cui:	12	13	(1)	(7,7%)
Oneri di attualizzazione	6	6	-	0,0%
Oneri finanziari (<i>IFRS16</i>)	3	2	1	50,0%
Altri oneri	3	5	(2)	(40,0%)
Totale oneri finanziari al lordo delle capitalizzazioni	110	114	(4)	(3,5%)
Oneri finanziari capitalizzati	(1)	(2)	1	(50,0%)
Totale oneri finanziari	109	112	(3)	(2,7%)

L'aumento degli interessi su prestiti obbligazionari pari a 7 milioni di euro è principalmente riconducibile ai maggiori oneri per l'emissione dell'*European Green Bond* da 500 milioni di euro con cedola pari a 3,625% emesso a gennaio 2025, l'emissione del *Blue Bond* da 155 milioni di euro con cedola pari a 2,875% emesso ad ottobre 2025 e l'emissione dell'*European Green Bond* da 500 milioni con cedola pari a 3,250% emesso a novembre 2025, parzialmente compensati dai minori oneri dovuti alla scadenza di due *Bond* rispettivamente da 300 milioni e 600 milioni di

euro (a febbraio 2025 e a giugno 2026). I minori interessi verso istituti di credito per 11 milioni di euro sono principalmente riconducibili al finanziamento sindacato da 600 milioni di euro per l'acquisizione delle reti elettriche di ENEL rimborsato a luglio 2025.

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni risulta pari a 5 milioni di euro (2 milioni di euro al 30 giugno 2025) e si riferisce principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute in alcune società collegate.

35) Imposte sui redditi

Le “Imposte sui redditi” nel periodo in esame sono risultate pari a 175 milioni di euro (184 milioni di euro al 30 giugno 2025) e sono così composte:

milioni di euro

		30.06.2025	Variazione	Variazione Percentuale
IRES corrente	168	184	(16)	(8,7%)
IRAP corrente	12	4	8	n.s.
Effetto differenze imposte esercizi precedenti	-	(1)	1	(100,0%)
Totale imposte correnti	180	187	(7)	(3,7%)
Imposte anticipate IRES	1	3	(2)	(66,7%)
Imposte anticipate	1	3	(2)	(66,7%)
Imposte differite IRES	(5)	(5)	-	0,0%
Imposte differite IRAP	(1)	(1)	-	0,0%
Imposte differite	(6)	(6)	-	0,0%
Totale imposte	175	184	(9)	(4,9%)

Si evidenzia che in occasione della chiusura semestrale 2026 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, tenendo conto anche della maggiorazione del 2% dell'aliquota IRAP applicabile alle imprese del settore energetico, così come introdotta dall'art. 3 del D.L. 21/2026 per il biennio 2026-2027.

37) Quota di risultato di pertinenza di terzi

La “Quota di risultato di pertinenza di terzi” risulta pari a 20 milioni di euro e comprende principalmente la quota di competenza di terzi del Gruppo Acinque e del Gruppo AEB. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio, la posta presentava un saldo pari a 23 milioni di euro.

36) Quota di risultato di pertinenza del Gruppo

La “Quota di risultato di pertinenza del Gruppo” risulta positiva e pari a 364 milioni di euro (positiva per 427 milioni di euro al 30 giugno 2025).

Risultato per azione

38) Risultato per azione

	01 gennaio 2026	01 gennaio 2025
	30 giugno 2026	30 giugno 2025 <i>Restated</i>
Utile (perdita) per azione (in euro)		
-di base	0,1163	0,1365
-di base da attività in funzionamento	0,1163	0,1365
-di base da attività destinate alla vendita	0,0000	0,0000
-diluito	0,1161	0,1365
-diluito da attività in funzionamento	0,1161	0,1365
-diluito da attività destinate alla vendita	0,0000	0,0000
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
-di base	3.128.257.906	3.132.499.501
-diluito	3.132.736.760	3.132.499.501

7.11

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) per il cui dettaglio si rimanda alla Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2025 salvo le variazioni di seguito indicate.

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

Alla data di approvazione della presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2026 il Comune di Milano e il Comune di Brescia detengono ciascuno una quota partecipativa pari al 25% del capitale sociale più una azione (complessivamente 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 e le società controllate direttamente ed indirettamente dai Comuni stessi intercorrono rapporti di natura commerciale.

Rapporti con le società controllate e collegate

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

Anche per l’anno 2026 A2A S.p.A. e le società controllate hanno adottato la procedura dell’IVA di Gruppo e, 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.

Si evidenzia infine che, in ottemperanza alle previsioni del “Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate” adottato dalla Consob con Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche il Gruppo ha approvato la Procedura relativa alle Parti correlate, entrata in vigore a partire dall’esercizio 2010 e successivamente modificata/integrata, da ultimo in esito ad una revisione periodica, con Delibera del Consiglio di Amministrazione in data 30 luglio 2024 – con effetto dal 1° agosto 2024 –, previo parere favorevole del Comitato Parti Correlate. La predetta Procedura è rinvenibile sul sito internet www.gruppoa2a.it.

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, ai sensi della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006:

milioni di euro

Situazione patrimoniale-	Totale 30.06.26	di cui verso parti correlate							Totale parti correlate	Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate e controllate delle collegate	Imprese correlate di Milano	Comune di Milano	Controllate dirette ed indirette Comune di Milano	Comune di Brescia	Controllate dirette ed indirette Comune di Brescia	Persone fisiche correlate		
Totale attività di cui:	20.846	8	54	68	24	18	1	-	173	0,8%
<i>Attività non correnti</i>	<i>13.704</i>	<i>7</i>	<i>48</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>59</i>	<i>0,4%</i>
Partecipazioni	55	7	48	-	-	-	-	-	55	100,0%
Altre attività finanziarie non correnti	183	-	-	-	-	4	-	-	4	2,2%
<i>Attività correnti</i>	<i>7.094</i>	<i>1</i>	<i>6</i>	<i>68</i>	<i>24</i>	<i>14</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>114</i>	<i>1,6%</i>
Credit commerciali	3.087	1	4	68	24	13	1	-	111	3,6%
Altre attività correnti	539	-	1	-	-	-	-	-	1	0,2%
Attività finanziarie correnti	13	-	1	-	-	1	-	-	2	15,4%
Totale passività di cui:	14.329	8	5	2	1	7	-	-	23	0,2%
<i>Passività correnti</i>	<i>6.139</i>	<i>8</i>	<i>5</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>7</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>0,4%</i>
Debiti commerciali	3.439	8	3	2	1	7	-	-	21	0,6%
Passività finanziarie correnti	349	-	2	-	-	-	-	-	2	0,6%

milioni di euro

Conto economico	Totale 30.06.26	di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate e controllate delle collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Controllate dirette ed indirette Comune di Milano	Comune di Brescia	Controllate dirette ed indirette Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
Ricavi	8.425	7	10	170	76	26	5	-	294	3,5%
Ricavi di vendita e prestazioni	8.234	7	10	170	76	26	5	-	294	3,6%
Costi operativi	6.761	12	12	5	4	4	-	-	37	0,5%
Costi per materie prime e servizi	6.563	4	12	-	4	-	-	-	20	0,3%
Altri costi operativi	198	8	-	5	-	4	-	-	17	8,6%
Costi per il personale	483	-	-	-	-	-	-	1	1	0,2%
Gestione	(82)	-	5	-	-	-	-	-	5	(6,1%)
Proventi finanziari	22	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
Quota dei proventi e oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	5	-	5	-	-	-	-	-	5	100,0%

Si segnala che nel corso del semestre A2A S.p.A. ha erogato, per complessivi 2 milioni di euro, contributi alle fondazioni che sono state inserite su base volontaria tra le parti correlate. Nello specifico si tratta di: Fondazione AEM, Fondazione ASM, Fondazione LGH E.T.S. e Banco dell'Energia Onlus.

* * *

Relativamente ai compensi percepiti dagli organi di governo societario si rimanda allo specifico fascicolo "Relazione sulla remunerazione – 2026" disponibile sul sito www.gruppoa2a.it.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

(ai sensi della Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006)

40) Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

(ai sensi della Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006)

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

7.13

Garanzie e impegni con terzi

(milioni di euro)

		31.12.2025
Garanzie ricevute	1.423	1.341
Garanzie prestate	3.263	3.008

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 1.423 milioni di euro (1.341 milioni di euro al 31 dicembre 2025) e sono costituite per 551 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 786 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti, nonché a garanzie ricevute dal Gruppo ACINQUE per 69 milioni di euro e a garanzie ricevute dal Gruppo AEB per 17 milioni di euro.

Garanzie prestate e impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 3.263 milioni di euro (3.008 milioni di euro al 31 dicembre 2025), di cui a fronte di obblighi assunti nei contratti di finanziamento pari a 2 milioni di euro. Tali garanzie sono state rilasciate da banche per 2.100 milioni di euro, da assicurazioni per 23 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali *parent company guarantee*, per 987 milioni di euro, nonché a garanzie prestate dal Gruppo ACINQUE per 93 milioni di euro ed a garanzie prestate dal Gruppo AEB per 60 milioni di euro.

Altre informazioni

1) Informazioni relative alle azioni proprie

Al 30 giugno 2026 A2A S.p.A. detiene 4.478.645 azioni proprie (4.147.087 azione proprie al 31 dicembre 2025) pari allo 0,1430% del capitale sociale della società per un controvalore di 10.491 migliaia di euro, acquistate a supporto del piano di azionariato diffuso 2025-2027 denominato “A2A LIFE Sharing” e per finalità di gestione corrente (ivi incluso l’investimento e la gestione della liquidità) e per progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la Società intende perseguire in relazione ai quali si concretizzi l’opportunità di scambi azionari.

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

La voce “Attività non correnti destinate alla vendita” al 30 giugno 2026 si riferisce per 48 milioni di euro alla riclassificazione di asset riferiti al Servizio Idrico Integrato (40 milioni di euro) e ad asset della distribuzione Gas (8 milioni di euro) che saranno oggetto di cessione nell’esercizio 2027.

3) Disciplina delle erogazioni pubbliche (Adempimenti art. 1 commi 125 e ss. L. 124/17)

Ai sensi dell’art. 1 commi 125 e ss. L. 124/17, come riformulato dall’art. 35 D.L. 34/19, e considerato che le società del Gruppo non hanno percepito “sovvenzioni, sussidi, vantaggi, contributi o aiuti, in denaro o in natura non aventi carattere generale e privi di natura corrispettiva, retributiva o risarcitoria”, la presente nota è negativa.

Resta fermo che altre informazioni sono (anche nel solco del principio ex art. 18 L. 241/1990) reperibili altrove, anche in forza del criterio di cui al comma 127 del medesimo art. 1 L. 124/17, che prescrive di “evitare l’accumulo di informazioni non rilevanti”, nonché di quanto specificato al comma 125 quinquies del medesimo art. 1 L. 124/17 in forza del quale “per gli aiuti di Stato e gli aiuti de minimis contenuti nel Registro nazionale degli aiuti di Stato di cui all’articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234, la registrazione degli aiuti nel predetto sistema, con conseguente pubblicazione nella sezione trasparenza ivi prevista, operata dai soggetti che concedono o gestiscono gli aiuti medesimi ai sensi della relativa disciplina, tiene luogo degli obblighi di pubblicazione posti a carico dei soggetti di cui ai commi 125 e 125-bis”.

Si consideri ancora che le società del Gruppo A2A operano (in massima parte) in settori regolati. Sicché alcune somme sono riconosciute da enti pubblici, ma non a titolo di sovvenzioni/ contributi, bensì come riconoscimento delle attività dalle stesse prestate o come forme di compensazione dei costi sostenuti per l’adempimento di specifici obblighi normativi e comunque in forza di un regime generale. Anche tutte queste forme di corresponsione non sono state indicate: sempre in ossequio sia al tenore letterale delle norme sia ai criteri interpretativi che la società ha individuati (v. sopra).

4) Gestione dei rischi

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 *commodities* 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 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 relativi alla compravendita di gas con la finalità di proteggere i margini 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*). Sono stati inoltre stipulati contratti *Future* sul prezzo di Borsa *EEX* delle Garanzie di Origine (GO).

Queste operazioni si configurano contabilmente come operazioni di copertura nel caso di eccedenze/*deficit* di quote dimostrabili.

Il *fair value* al 30 giugno 2026 è pari a -10,8 milioni di euro (1,7 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

Derivati del Portafoglio Industriale non definibili di Copertura

Sempre in un'ottica di ottimizzazione del Portafoglio Industriale, sono stati stipulati contratti di Opzione sul prezzo dell'energia elettrica con consegna in Italia, contratti *Future* e *Forward* sul prezzo del gas e dell'energia elettrica e 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 2026 è pari a 10,2 milioni di euro (-0,4 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

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*) e contratti *Forward*, *Swap* ed Opzioni 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* e *Swap* sul prezzo di Borsa *ICE ECX* (*European Climate Exchange*) e contratti *Future* sul prezzo di Borsa *EEX* delle GO. Sempre con riferimento all'attività di *Trading*, sono stati stipulati contratti *Future*, *Forward* ed Opzioni sul prezzo di Borsa del gas (*ICE-Endex*, *CEGH*, *PEGAS*). Il *fair value* al 30 giugno 2026 è pari a 81,8 milioni di euro (-51,9 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

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 2026 risulta pari a 196,439 milioni di euro (55,997 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

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

Milioni di euro

Profit at Risk (PaR)	31.12.2025		31.12.2025	
	Worst case	Best case	Worst case	Best case
Livello di confidenza 99%	(196,439)	324,643	(55,997)	93,292

Il Gruppo A2A si attende, pertanto, con una probabilità del 99%, di non avere variazioni rispetto al *fair value*, al 30 giugno 2026 superiori a 196,439 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 di copertura, tali variazioni sarebbero compensate dalle variazioni del sottostante fisico.

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.

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*.

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 2026 risulta pari a 2,054 milioni di euro (1,359 milioni di euro al 31 dicembre 2025). 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

Value at Risk (VaR)	31.12.2025			
	VaR	Stop Loss	VaR	Stop Loss
Livello di confidenza 99%, <i>holding period</i> 3 giorni	(2,054)	(2,054)	(1,359)	(1,359)

b. Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni nella curva dei tassi d'interesse comportino variazioni ai risultati economici, ai flussi di cassa e al valore delle attività e passività patrimoniali valutate al *fair value*. 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.

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.

Al 30 giugno 2026 il valore contabile e la tipologia del debito lordo sono riportati nella tabella seguente:

milioni di euro

				31.12.2025		
	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura
A tasso fisso	5.442	5.009	68%	5.969	5.778	80%
A tasso variabile	1.972	2.405	32%	1.291	1.482	20%
Totale	7.414	7.414	100%	7.260	7.260	100%

Al 30 giugno 2026 gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse sono i seguenti:

milioni di euro

Strumento di copertura	Attività coperta			31.12.2025	
		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
IRS	Finanziamenti a tasso variabile	2,1	201,7	1,5	217,0
IRS	Obbligazioni a tasso fisso	3,4	700,0	(1,7)	475,0
Totale		5,5	901,7	(0,2)	692,0

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

milioni di euro

Trattamento contabile	Tipologia derivati	Attività finanziarie				Passività finanziarie			
		Nozionale al		Fair value al		Nozionale al		Fair value al	
		30.06.26	31.12.25	30.06.26	31.12.25	30.06.26	31.12.25	30.06.26	31.12.25
Cash flow hedge	IRS	-	-	-	-	201,7	217,0	2,1	1,5
Fair value hedge	IRS	-	-	-	-	700,0	475,0	3,4	(1,7)
Totale		-	-	-	-	901,7	692,0	5,5	(0,2)

Con riferimento al trattamento contabile relativo ai derivati di *fair value hedge* e all'elemento coperto, la tabella seguente riporta gli utili e le perdite nette rilevate a Conto economico per la parte attribuibile al rischio di tasso di interesse:

milioni di euro

	2026	2025
	Utili/(Perdite) netti	Utile/(Perdite) netti
Strumenti di copertura <i>fair value hedge</i>	3,4	(1,7)
Elemento coperto	1,4	2,3

I derivati su tasso di interesse esistenti al 30 giugno 2026 in *Cash flow hedge* si riferiscono ai seguenti finanziamenti:

Finanziamento	Derivato	Accounting
Finanziamento bancario a tasso variabile di ACINQUE scadenza agosto 2029, debito residuo al 30 giugno 2026 di 85,7 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 100% dell'importo del finanziamento fino a dicembre 2027. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,6 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L' <i>IRS</i> è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di VOLTA GREEN ENERGY scadenza dicembre 2026, debito residuo al 30 giugno 2026 di 0,1 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,0 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L' <i>IRS</i> è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di LA CASTILLEJA ENERGIA scadenza dicembre 2034, debito residuo al 30 giugno 2026 di 21,1 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 75% dell'importo del finanziamento fino a dicembre 2030. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 1,3 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L' <i>IRS</i> è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di A2A scadenza settembre 2031, debito residuo al 30 giugno 2026 di 100 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 100% dell'importo del finanziamento fino a ottobre 2026. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,1 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L' <i>IRS</i> è in <i>cash flow hedge</i> con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.

I derivati su tasso di interesse esistenti al 30 giugno 2026 in *Fair value hedge* si riferiscono alle seguenti obbligazioni:

Obbligazione	Derivato	Accounting
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza settembre 2030, debito residuo al 30 giugno 2026 di 650 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 12% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è negativo per 0,4 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza settembre 2030, debito residuo al 30 giugno 2026 di 650 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 12% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è negativo per 0,4 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza settembre 2030, debito residuo al 30 giugno 2026 di 650 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 15% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è negativo per 0,2 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza settembre 2030, debito residuo al 30 giugno 2026 di 650 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 12% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,1 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza gennaio 2035, debito residuo al 30 giugno 2026 di 500 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 25% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,8 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza gennaio 2035, debito residuo al 30 giugno 2026 di 500 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 15% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 1,4 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza gennaio 2035, debito residuo al 30 giugno 2026 di 500 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 15% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,8 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza gennaio 2035, debito residuo al 30 giugno 2026 di 500 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 10% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,6 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.
Obbligazione a tasso fisso di A2A scadenza gennaio 2035, debito residuo al 30 giugno 2026 di 500 milioni di euro.	<i>IRS</i> sul 10% dell'importo dell'obbligazione fino a scadenza della stessa. Al 30 giugno 2026 il <i>fair value</i> è positivo per 0,7 milioni di euro.	La parte di obbligazione oggetto di copertura è valutata a <i>fair value</i> . La variazione della valutazione al <i>fair value</i> dell' <i>IRS</i> è imputata in Conto Economico.

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul Patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del *fair value* degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.

Tali scenari di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di chiusura del bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte sarebbe influenzato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse nel modo seguente:

milioni di euro

	Effetto a Conto Economico (al lordo delle imposte)		Effetto a Patrimonio Netto (al lordo delle imposte)	
	-50 bps	+50 bps	-50 bps	+50 bps
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a tasso variabile dopo le coperture	1,5	(1,5)	-	-
Variazione del <i>fair value</i> degli strumenti finanziari a tasso fisso dopo le coperture	(20,4)	20,4	-	-
Variazione del <i>fair value</i> degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	-	-	-	-
Variazione del <i>fair value</i> degli strumenti finanziari derivati classificati di copertura (escluso BCVA ex IFRS 13):				
<i>Cash flow hedge</i>	-	-	(0,5)	0,5
<i>Fair value hedge</i>	20,6	(19,9)	-	-

c. Rischio tasso di cambio non connesso a commodity

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni nei tassi di cambio rispetto alla divisa di conto possano apportare variazioni ai risultati

economici ed ai flussi di cassa. In relazione al rischio di cambio diverso da quello incluso nel prezzo delle *commodities*, si segnala che al 30 giugno 2026 esistono i seguenti strumenti di copertura:

milioni di euro

Strumento di copertura	Attività coperta	al 31.12.2025			
		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Cross Currency IRS	Prestito Obbligazionario a tasso fisso in valuta estera	(39,3)	98,0	(34,1)	98,0
FX Forward	Tasso di cambio EUR USD	2,9	289,0	-	-
Totale		(36,4)	387,0	(34,1)	98,0

Con riferimento al trattamento contabile, si precisa che i derivati di copertura sopra indicati sono in *cash flow hedge*, con imputazione integrale nella riserva di Patrimonio netto.

curva *forward* del tasso di cambio euro/yen sul *fair value*, a prescindere da eventuali impatti sull'aggiustamento imputabile al BVA.

Cross Currency IRS

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

Al 30 giugno 2026 il *fair value* della copertura è negativo per 39,3 milioni di euro.

Si evidenzia che una traslazione positiva del 10% della curva *forward* del cambio EURJPY, con conseguente deprezzamento del JPY, determinerebbe un peggioramento del *fair value* e, di conseguenza, un impatto negativo sul Patrimonio netto di 7,5 milioni di euro. Di converso, una traslazione negativa del 10% della curva *forward* del cambio EURJPY, con conseguente apprezzamento del JPY, determinerebbe un miglioramento del *fair value* di 13,7 milioni di euro.

Tale analisi di sensitività è calcolata allo scopo di determinare l'effetto della variazione della

FX Forward

I sottostanti degli *FX Forward* in essere al 30 giugno 2026 sono futuri pagamenti denominati in USD derivanti dall'approvvigionamento di LNG presso il mercato statunitense. A copertura di questi pagamenti sono stati stipulati contratti *FX forward* al fine di trasformare in EUR i futuri valori in USD.

Al 30 giugno 2026 il *fair value* del portafoglio di *FX forward* è positivo per 2,9 milioni di euro.

Si evidenzia che una traslazione positiva del 10% della curva *forward* del cambio EURUSD, con conseguente deprezzamento dell'USD, determinerebbe un peggioramento del *fair value* e, di conseguenza, un impatto negativo sul Patrimonio netto di 25,4 milioni di euro. Di converso, una traslazione negativa del 10% della curva *forward* del cambio EURUSD, con conseguente apprezzamento dell'USD, determinerebbe un miglioramento del *fair value* di 31,0 milioni di euro.

Tale analisi di sensitività è calcolata allo scopo di determinare l'effetto della variazione della curva *forward* del tasso di cambio EURUSD 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 a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato. Tale rischio comprende: i) il rischio relativo all'incapacità della società di reperire nuovi fondi ("Funding Risk") e, ii) il rischio relativo all'incapacità della società di liquidare attività sul mercato in modo tempestivo e a condizioni di mercato ("Liquidity Market Risk").

Uno dei principali fattori che influenza la rischiosità percepita dal mercato è rappresentato dal merito di credito di A2A assegnato dalle agenzie di *rating*. Tale giudizio riveste un ruolo molto importante perché influenza la capacità di A2A di accedere a fonti di finanziamento oltre ai relativi costi. Un peggioramento del merito creditizio potrebbe comportare una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o dei costi di finanziamento con impatto negativo sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale. A2A ha un *rating* di medio e lungo termine pari a BBB (*outlook stable*) con S&P e Baa2 (*outlook stable*) con Moody's.

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

milioni di euro

	Saldo contabile	Quote con scadenza entro 12 mesi	Quote con scadenza oltre 12 mesi	Quote con scadenza entro il				
	30.06.26			30.06.28	30.06.29	30.06.30	30.06.31	oltre
Obbligazioni	5.117	64	5.053	798	-	398	797	3.060
Deb.fin.per diritti d'uso*	216	38	178	29	24	19	14	92
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	2.081	247	1.834	821	99	101	85	728
Totale	7.414	349	7.065	1.648	123	518	896	3.880

Non include *fair value* derivati inclusi nella posizione finanziaria netta.
*compresi *leasing*

La politica di gestione del rischio, sia di breve che di medio lungo termine, si realizza tramite (i) una strategia di gestione del debito diversificata per fonti di finanziamento con un profilo di scadenze equilibrato, (ii) l'accesso a diverse fonti di finanziamento in termine di mercato e controparte e (iii) il mantenimento di disponibilità finanziarie, costituite sia da liquidità che da linee di credito *committed*, sufficienti a far fronte agli impegni attesi e a quelli inattesi su un determinato orizzonte temporale.

Al 30 giugno 2026 il Gruppo ha a disposizione un totale di 2.941 milioni di euro, così composto:

- i) linee di credito *revolving committed* in capo alla Capogruppo per 1.280 milioni di euro, di cui: a) 150 milioni di euro con scadenza 2026, b) 200

milioni di euro con scadenza 2028, c) 150 milioni di euro con scadenza 2029, e d) 780 milioni di euro con scadenza 2030, non utilizzate;

- ii) linee di credito *revolving committed* in capo a ACINQUE S.p.A. per 75 milioni di euro;
- iii) disponibilità liquide per complessivi 1.586 milioni di euro, di cui 1.439 milioni di euro a livello di capogruppo.

Inoltre, A2A mantiene in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) che prevede un prospetto di base approvato dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB). La *size* complessiva è pari a 7 miliardi di euro e al 30 giugno 2026 risultano disponibili 1.995 milioni di euro.

Nel corso degli anni A2A ha intrapreso un percorso di emissioni obbligazionarie con caratteristiche *ESG*, nella forma di *Green Bond*, *European Green Bond*, *Blue Bond* e *Sustainability-Linked Bond (SLB)*. Per A2A, il mancato rispetto di determinati *target* relativi a *KPI* di sostenibilità (*ESG*) può determinare un aumento dei costi di finanziamento degli *SLB* ai quali sono legati tali *KPI*. Allo stesso modo, la mancata realizzazione di investimenti finanziati con *Green/Blue Bond* può determinare un rischio di mancato accesso a determinate fonti di finanziamento.

La tabella che segue rappresenta il piano di rimborso delle passività finanziarie (esclusi i debiti per diritti d'uso e compresi i debiti commerciali). Gli importi indicati nella tabella 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 ai contratti derivati su tassi di interesse. Infine, le eventuali linee finanziarie a revoca utilizzate e i c/c passivi sono fatti scadere entro l'esercizio successivo.

milioni di euro

Dati al 30.06.2026	da 1 a 3 mesi	da 4 a 12 mesi	oltre 12 mesi
Obbligazioni	39	85	5.762
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	18	152	2.071
Totale flussi finanziari	57	237	7.833
Debiti verso fornitori	527	47	10
Totale flussi commerciali	527	47	10
Dati al 31.12.2025	da 1 a 3 mesi	da 4 a 12 mesi	oltre 12 mesi
Obbligazioni	50	680	5.827
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	15	333	1.168
Totale flussi finanziari	65	1.013	6.995
Debiti verso fornitori	836	42	11
Totale flussi commerciali	836	42	11

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 2026, risultano pari a n. 4.478.645 azioni corrispondenti allo 0,1430% 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.

g. Rischio relativo al mancato rispetto di covenants

I prestiti obbligazionari, i finanziamenti, i *leasing* e le linee bancarie *revolving committed* presentano termini e condizioni in linea con la prassi di mercato per ciascuna tipologia di strumenti. In particolare, prevedono:

- clausole di *negative pledge* per effetto delle quali la capogruppo si impegna a non costituire garanzie reali sui propri assets e su quelli delle sue controllate rilevanti (come di volta in volta definite nella relativa documentazione), con la previsione di alcune eccezioni e di una soglia massima consentita, specificatamente individuata;
- clausole di *cross default*, in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario

della capogruppo e, in alcuni casi, delle sue controllate rilevanti (come di volta in volta definite nella relativa documentazione), si verifica un inadempimento anche su altri prestiti o indebitamenti finanziari della capogruppo che possono diventare immediatamente esigibili;

- clausole di *pari passu*, in base alle quali i prestiti obbligazionari e gli indebitamenti finanziari della capogruppo hanno lo stesso livello di *seniority* di altri suoi prestiti obbligazionari o indebitamenti finanziari non garantiti e non subordinati, presenti e futuri.

I prestiti obbligazionari emessi da A2A S.p.A. includono (i) prestiti obbligazionari *senior unsecured* per 5.005 milioni nominali di euro (valore contabile al 30 giugno 2026 pari a 5.040 milioni di euro) emessi nell'ambito del Programma EMTN, che prevedono a favore degli investitori una opzione *Relevant Event Put*, nel caso di mutamento di controllo della controllante (*Change of Control*) o di perdita di una concessione rilevante (*Concession Event*), che determini nei successivi 180 giorni un conseguente *downgrade* del *rating* a livello *sub-investment grade* (se entro tali 180 giorni il *rating* della società dovesse ritornare ad *investment grade* l'opzione non è esercitabile); (ii) un prestito obbligazionario in yen collocato privatamente con scadenza 2036 di 98 milioni nominali di euro (valore contabile al 30 giugno 2026 pari a 77 milioni di euro) che prevede una opzione *Put* a favore dell'investitore nel caso in cui il *rating* della controllante risulti inferiore a BBB- o equivalente livello (*sub-investment grade*).

A giugno 2024 A2A S.p.A. ha emesso il suo primo *bond* perpetuo subordinato "ibrido" dal valore nominale di 750 milioni di euro. Tale prestito obbligazionario si caratterizza per la durata potenzialmente perpetua (con obbligo di rimborso solo in caso di determinati eventi tra cui, inter alia, lo scioglimento o liquidazione della società) e per la sua subordinazione, in base alla quale lo strumento risulta essere subordinato rispetto a tutti gli indebitamenti finanziari della società e ha un livello di "*seniority*" superiore solo a quello delle azioni ordinarie o di altri eventuali strumenti finanziari qualificabili come "*equity*".

I finanziamenti stipulati da A2A S.p.A. con la Banca Europea degli Investimenti (BEI), per un debito nominale complessivo pari a 750 milioni di euro ed un valore contabile di 753 milioni di euro, di cui 426 milioni di euro con scadenza oltre 5 anni, includono: i) una clausola di *Credit Rating* (se *rating* inferiore a BBB- o equivalente livello a *sub-investment grade*) che prevede l'obbligo di A2A di informare BEI in caso di *downgrade* del *rating* e, in tale circostanza, il diritto di BEI di richiedere ad A2A ulteriori garanzie e, ove queste garanzie non siano fornite o non siano soddisfacenti per BEI, il diritto a richiedere il rimborso anticipato del finanziamento; ii) una clausola di mutamento di controllo della capogruppo (*Change of Control*), con il diritto per la banca di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento.

Un finanziamento della controllata Agripower (ex-Fragea), il cui debito residuo al 30 giugno 2026 è pari a 0,8 milioni di euro, è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti finanziati.

Le linee bancarie *revolving committed* di A2A S.p.A., pari complessivamente a 1.280 milioni di euro, prevedono una clausola di *Change of Control*, che attribuisce la facoltà alle banche concedenti la linea di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un *Material Adverse Effect*, l'estinzione della linea ed il rimborso anticipato di quanto eventualmente utilizzato.

Alcuni finanziamenti bancari di ACINQUE, e LA CASTILLEJA ENERGIA prevedono dei *covenants* finanziari, come riportato nell'apposita tabella.

Gruppo A2A – Covenants finanziari al 30 giugno 2026

Società	Lender	Livello di riferimento	Livello rilevato	Data di rilevazione
ACINQUE	BEI	Flusso di cassa disponibile / Indebitamento Finanziario Netto $\geq 14,0\%$	32,93%	
		Indebitamento Finanziario/Mezzi Propri $\leq 75,0\%$	48,80%	
		Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda $\leq 3,0$	1,92x	
ACINQUE	Cassa Centrale Banca - Credito Cooperativo Italiano S.p.A.	Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda $\leq 4,0$	1,96x	31.12.2025
		Indebitamento Finanziario Netto/Mezzi Propri $\leq 1,0$	36,65%	31.12.2025
ACINQUE	Banca Sella	Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda $\leq 4,0$	1,74x	31.12.2025
ACINQUE	POOL €100M	Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda $\leq 4,0$	1,93x	
ACINQUE	POOL ICCREA €30M	Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda $\leq 4,0$	1,96x	31.12.2025
LA CASTILLEJA ENERGIA	CaixaBank	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> $\geq 1,05x$ o non $< 1,10x$ per quattro Date di Calcolo consecutive	1,30x	
		<i>Senior Debt / Equity Ratio</i> $\leq 85\%$	73%	

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 2026

A) Su tassi di interesse e su tassi di cambio

Di seguito sono evidenziate le analisi quantitative che riportano il nozionale dei contratti derivati stipulati e non scaduti entro la data di bilancio, analizzato per scadenza:

milioni di euro

	Valore nozionale (a)								Valore situazione patrimoniale (b)	Effetto progr. a conto economico al (c)
	Scadenza entro 1 anno		Scadenza tra 1 e 5 anni			Scadenza oltre 5 anni				
	nozionale	tasso medio	da ricevere	da pagare	tasso medio	da ricevere	da pagare	tasso medio		
Gestione del rischio su tassi di interesse a copertura di flussi di cassa ai sensi IFRS 9 (cash flow hedge)	102			93			7		2,1	-
Gestione del rischio su tassi di interesse a copertura di Fair value	-			325	2,53%(d)		375	3,01%(d)		3,4
non definibili di copertura ai sensi IFRS 9										
Totale derivati su tassi di interesse	102			418			382		2,1	3,4

Continua >>

<< Segue

	Valore nozionale (a)								Valore situazione patrimoniale (b)	Effetto progr. a conto economico al (c)
	Scadenza entro 1 anno		Scadenza tra 1 e 5 anni			Scadenza oltre 5 anni				
	nozionale	tasso medio	da ricevere	da pagare	tasso medio	da ricevere	da pagare	tasso medio		
Gestione del rischio su tassi di cambio										
definibili di copertura per IFRS 9										
- su operazioni commerciali				289,0			98,0		(39,3)	
- su operazioni non commerciali										
non definibili di copertura per IFRS 9										
- su operazioni commerciali										
- su operazioni non commerciali										
Totale derivati su tassi di cambio	-	-	-	289,0	-	-	98,0		(39,3)	-

(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.

(d) Rappresenta il tasso medio ricevuto a fronte del pagamento del tasso variabile pagato.

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*.

Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici	Unità di misura	Volume per Maturity				Valore Nozionale	Fair Value	
		Scadenza entro un anno	Scadenza entro due anni	Scadenza entro cinque anni	Scadenza oltre cinque anni		Valore Situazione patrimoniale finanziaria (*)	Effetto progressivo a conto economico (**)
Quantità				Milioni di euro		Milioni di euro	Milioni di euro	
A. a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge) ai sensi IFRS 9 di cui:							(10,8)	-
- Elettricità	TWh	3,9	0,7	0,3	0,7	203,2	1,6	
- Petrolio	Bbl							
- Carbone	Tonnellate							
- Gas Naturale	TWh		18,0	9,4		519,5	(13,7)	
- Gas Naturale	Milioni di mc							
- Cambio	Milioni di dollari							
- Diritti di Emissione	Tonnellate	157.394				12,5	0,4	
- Garanzie d'Origine	TWh	1				0,8	0,9	
B. definibili di copertura (fair-value hedge) ai sensi IFRS 9							-	-
C. non definibili di copertura ai sensi IFRS 9 di cui							92,0	144,3
C.1 copertura del margine							10,2	10,6
- Elettricità	TWh	2,7	1,4	0,5		486,6	(30,0)	(30,0)
- Petrolio	Bbl							
- Gas Naturale	Gradi Giorno							
- Gas Naturale	TWh	8,6	1,5			439,3	49,3	49,8
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	1.266.000	555.000			139,9	(9,1)	(9,2)
- Cambio	Milioni di dollari							
C.2 operazioni di trading							81,8	133,7
- Elettricità	TWh	62,2	31,7	7,6	0,6	9.517,0	68,0	94,3
- Gas Naturale	TWh	152,4	46,0	31,6		8.026,2	14,5	39,6
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	12.039.459	10.700.322	1.926.980		2.026,3	2,5	(0,9)
- Garanzie d'Origine	TWh	0,1	0,2	0,6	0,4	5,2	(3,2)	0,7
- Certificati Ambientali	Tep							
Totale							81,2	144,3

(*) 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 2026

Effetti patrimoniali

Nel seguito sono evidenziati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2026, inerenti la gestione dei derivati.

milioni di euro

	Note	
Attività		
Attività non correnti		6
Derivati attivi non correnti	6	6
Attività correnti		1.457
Derivati attivi correnti	9	1.457
Totale attivo		1.463
Passività		
Passività non correnti		40
Derivati passivi non correnti	22	40
Passività correnti		1.373
Derivati passivi correnti	24	1.373
Totale passivo		1.413

Effetti economici

La tabella che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 giugno 2026, inerenti la gestione dei derivati.

milioni di euro

	Note	Realizzati nel periodo(1)	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto Economico
Ricavi	28			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni				
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su <i>commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		2	-	2
- non definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		340	(1.124)	(784)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni		342	(1.124)	(782)
Costi operativi	29			
Costi per materie prime e servizi				
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su <i>commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		(8)	-	(8)
- non definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		(497)	1.268	771
Totale costi per materie prime e servizi		(505)	1.268	763
Totale iscritto nel margine operativo lordo (*)		(163)	144	(19)
Gestione finanziaria	34			
Proventi finanziari				
Gestione del rischio su tassi di interesse e <i>equity</i>				
Proventi su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		-	-	-
Totale		-	-	-
Totale proventi finanziari		-	-	-
Oneri finanziari				
Gestione del rischio su tassi di interesse e <i>equity</i>				
Oneri su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dell' <i>IFRS</i> 9		-	5	5
Totale		-	5	5
Totale oneri finanziari		-	5	5
Totale iscritto nella gestione finanziaria		-	5	5

(1) Realizzati senza consegna fisica.

(*) I dati non recepiscono l'effetto della c.d. "*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 2026 dello strumento finanziario.

milioni di euro

Tipologia di strumenti finanziari	Note	Strumenti finanziari valutati a <i>fair value</i> con variazioni di quest'ultimo iscritte a:		Strumenti finanz. valutati al costo ammortizzato	Valore della Situazione patrimoniale	<i>Fair value</i> (*)
		Conto economico	Patrimonio Netto			
		(1)	(2)	(3)	(4)	
Attività						
Altre attività finanziarie non correnti:						
Attività finanziarie valutate a <i>fair value</i> di cui:						
- non quotate		12			12	n.d.
- quotate					-	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza					-	-
Altre attività finanziarie non correnti				171	171	171
Totale altre attività finanziarie non correnti	4				183	
Derivati attivi non correnti	6	4	2		6	6
Altre attività non correnti	6			127	127	127
Crediti commerciali	8			3.087	3.087	3.087
Derivati attivi correnti	9	1.425	32		1.457	1.457
Altre attività correnti	9			539	539	539
Attività finanziarie correnti	10			13	13	13
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12			1.586	1.586	1.586

[Continua >>](#)

<< Segue

Tipologia di strumenti finanziari	Note	Strumenti finanziari valutati a fair value con variazioni di quest'ultimo iscritte a:			Strumenti finanz. valutati al costo ammortizzato	Valore della Situazione patrimoniale	Fair value(*)
		Conto economico	Patrimonio Netto				
		(1)	(2)	(3)			
Passività							
Passività finanziarie							
Obbligazioni non correnti e correnti	18 e 25	1.149	75		3.893	5.117	5.117
Altre passività finanziarie non correnti e correnti	18 e 25				2.297	2.297	2.297
Derivati passivi non correnti	22	1	39			40	40
Altre passività non correnti	22				153	153	153
Debiti commerciali	23				3.439	3.439	3.439
Derivati passivi correnti	24	1.333	40			1.373	1.373
Altre passività correnti	24				813	813	813

(*) 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.

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 *Official* 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*”.

milioni di euro

	Nota	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività valutate a <i>fair value</i>	4		12		12
Derivati attivi non correnti	6		6		6
Derivati attivi correnti	9	1.373	4	80	1.457
Totale attività		1.373	22	80	1.475
Passività finanziarie non correnti	18	75	1.149		1.224
Derivati passivi non correnti	22		40		40
Derivati passivi correnti	24	1.358	1	14	1.373
Totale passività		1.433	1.190	14	2.637

Come richiesto dall’*IFRS* 13, di seguito una tabella che evidenzia, per gli strumenti finanziari valutati al livello 3 della gerarchia, saldi di apertura e chiusura e cambiamenti intervenuti nel corso dell’esercizio.

milioni di euro

	Fair Value	Variazione FV realizzata	Variazione FV non realizzata	Variazione di Fair Value	Trasferimenti		Fair Value
	31.12.2025				Ingresso	Uscita	
Derivati su <i>commodity</i> definibili di copertura <i>IFRS</i> 9	(0,4)	1,9	2,2	4,1	-	-	3,7
Derivati su <i>commodity</i> non definibili di copertura <i>IFRS</i> 9	45,4	(2,2)	18,8	16,6	-	-	62,0
Totale	45,0	(0,3)	21,0	20,7	-	-	65,7

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%	(0,290)
Derivati su <i>Commodity</i>	<i>Loss Given Default</i> (LGD)	25%	(0,259)
Derivati su <i>Commodity</i>	Prezzo del sottostante	1%	(0,025)
Derivati su <i>Commodity</i>	Volatilità del sottostante	1%	(1,515)
Derivati su <i>Commodity</i>	Correlazione del sottostante	1%	(1,515)

5) Aggiornamento dei principali contenziosi legali 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 precisa che nel presente documento sono riportati solo: (i) gli sviluppi dei contenziosi già riferiti nella relazione al bilancio 31 dicembre 2025, senza l'estesa descrizione delle singole posizioni, per la quale si rinvia al documento di bilancio al 31 dicembre 2025, (ii) i nuovi contenziosi di pari livello di rilevanza e (iii) fatti sopravvenuti rilevanti riferiti a contenziosi non riportati nella relazione al bilancio 31 dicembre 2025 per inattività protratta del contenzioso.

A2A S.p.A.

Riassetto di Edison – cause risarcitorie

Nel primo semestre 2026 l'unica causa risarcitoria pendente si è conclusa con il

deposito della sentenza di rigetto in data 24 luglio 2026. Tassara potrà interporre appello nei termini consentiti da ordinamento.

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica – A2A S.p.A. e Linea Green S.p.A. (in seguito, “le Società”).

Le posizioni delle Società descritte in bilancio non hanno avuto evoluzioni definitive nel semestre. Le Società, tuttavia - dopo che la Cassazione (Sentenze n. 2995 dell'11 febbraio 2026 e n. 3821 del 20 febbraio 2026) si è pronunciata negativamente nei confronti di un altro operatore rispetto a dei motivi di diritto in materia di cessione gratuita dell'energia elettrica e assoggettamento delle concessioni vigenti al canone binomio (e quindi alla componente variabile del canone demaniale)- hanno avviato l'abbandono di taluni giudizi/ motivi di ricorso per ridurre l'esposizione alle spese legali, stante la coincidenza di alcuni motivi di diritto.

Per tutti i contenziosi relativi ai canoni idroelettrici e agli oneri assimilati, le Società in caso di richieste esplicite e puntuali di somme da parte della Pubblica Amministrazione hanno prudenzialmente accantonato a fondo rischi l'importo richiesto nel caso non sia stato corrisposto.

Procura della Repubblica di Sondrio – Procedimento penale n. 1067/2024 R.G.N.R.

Sono in corso indagini preliminari nei confronti di alcuni dipendenti di A2A S.p.A. in conseguenza del decesso durante l'orario di lavoro di un dipendente in esito ad un incidente intervenuto in data 24 novembre 2023.

Allo stato sono note solo le contestazioni mosse in avvisi di garanzia e verbali di ATS Montagna che contestano violazioni del D.lgs. 81/08 e omicidio colposo (art. 589 c.p.). ATS Montagna ha ammesso al pagamento per la definizione in via amministrativa delle contravvenzioni contestate. Si attendono gli sviluppi. Nessuna citazione in giudizio per la società.

Operazione di aggregazione A2A - AEB

Tribunale di Monza - Procedimento penale n. 1931/2021 R.G.N.R.

All'udienza preliminare del 15 novembre 2024 il GUP aveva rinviato a giudizio tutti gli imputati avanti il Tribunale di Monza. La prossima udienza avanti il Tribunale di Monza è fissata per il 28 ottobre 2026 e sono già state calendarizzate le udienze del 25 novembre e 21 dicembre 2026 per la prosecuzione dell'istruttoria dibattimentale. I reati contestati sono l'art. 353bis c.p. (Turbata libertà del procedimento di scelta del contraente) e l'art. 353 c.p. (Turbativa d'asta). Nessun coinvolgimento nel giudizio né della società, né di AEB.

Corte dei Conti Regione Lombardia – Procedimento n. 30746 per accertamento responsabilità erariale nei confronti dell'ex Presidente AEB

I fatti contestati sono i medesimi oggetto del procedimento penale n. 1931/2021 R.G.N.R. La Corte dei Conti ha disposto CTU in ordine alla valutazione dei rami aziendali e al valore di concambio e fissato l'udienza del 3 giugno 2025 per il giuramento del CTU e la formulazione del quesito.

All'udienza del 3 giugno 2025 il CTU ha formalmente assunto l'incarico e sono stati nominati i consulenti di parte. In data 20 maggio 2026, il CTU ha depositato la Relazione Preliminare nella quale ha ritenuto che le valutazioni tecniche operate ai fini della determinazione dei valori dei rami aziendali siano state ragionevoli, allineate alle buone pratiche e corrette e che il rapporto di concambio possa essere considerato compreso nell'intervallo di congruità, escludendo dunque un danno. Dopo le osservazioni dei Consulenti di Parte la Relazione definitiva è stata depositata dal CTU il 17 luglio 2026, ovvero entro il termine assegnato del 19 luglio 2026. A questo punto il procedimento potrà riprendere.

Tribunale Civile di Milano Sezione specializzata in materia di imprese – Atto di citazione di quattordici comuni soci di AEB nei confronti di A2A S.p.A., UNARETI S.p.A., AEB S.p.A. e di due persone fisiche per accertamento incongruità conferimenti e risarcimento danni

In data 30 luglio 2025, quattordici comuni soci di AEB S.p.A. - che non si sono costituiti parte civile nel procedimento penale sopra riferito - hanno notificato atto di citazione per chiedere di:

- 1) accertare l'incongruità delle valutazioni dei conferimenti nonché del conseguente rapporto di concambio tra le azioni di AEB di nuova emissione assegnate al suo socio unico, A2A, rispetto a quelle assegnate ai già soci della medesima e l'illiceità del comportamento dei convenuti con conseguente responsabilità solidale;
- 2) in via principale: condannare tutti i convenuti, in solido tra loro, a risarcire agli attori - in rapporto al numero di azioni di AEB rispettivamente possedute da ciascuno di essi - i danni conseguenti all'operazione straordinaria di aggregazione societaria, danni da liquidarsi nella misura che emergerà in corso di causa, tenendo conto della perdita di patrimonio e redditi, oltre che in termini di diritti sociali e oltre ad interessi e rivalutazione monetaria;

- 3) in via subordinata: condannare A2A a corrispondere agli attori - sempre in rapporto al rispettivo numero di azioni di AEB possedute da ciascuno di essi - un indennizzo per l'indebito arricchimento, indennizzo da liquidarsi nella misura che emergerà in corso di causa, oltre che in termini di diritti sociali e oltre a interessi e rivalutazione monetaria;
- 4) condannare tutti i convenuti, in solido tra di loro, a rifondere agli attori oneri e spese di difesa.

L'atto di citazione è completato da un'istanza istruttoria affinché il Tribunale ammetta consulenza tecnica di ufficio per [A] accertare se la determinazione del rapporto tra le azioni assegnate ad A2A ed ai soci di AEB appaia giustificato; [B] in caso contrario, evidenziare i diversi risultati; [C] nell'ipotesi sub B, offrire valutazioni sull'entità del pregiudizio subito dai singoli azionisti di AEB nonché sul danno subito da tali soci, sotto i diversi profili patrimoniali, reddituali e di diritti sociali.

L'atto di citazione allega e fa propri i documenti del procedimento penale 1931/2021 sopra indicato ancora in corso di dibattimento.

Dopo la costituzione di tutti i convenuti in data 5 novembre 2025, all'esito delle verifiche preliminari previste dall'art. 171-*bis* c.p.c., il Giudice ha autorizzato la chiamata in causa di tutti i terzi, differendo conseguentemente la data della prima udienza al 15 settembre 2026. Con l'eccezione di uno solo, tutti i terzi chiamati si sono costituiti in giudizio entro il 5 giugno 2026; per tutte le parti stanno decorrendo i termini per il deposito delle memorie integrative previste dall'art. 171-*ter* c.p.c..

Nessuno dei membri dell'attuale Consiglio di amministrazione di A2A è coinvolto nei tre procedimenti sopra riferiti.

A2A Energiefuture S.p.A.

Centrale Monfalcone – Tribunale di Gorizia - Procedimento penale n. 195/2017 R.G.N.R.

All'udienza del 7 maggio 2024, il Giudice ha sciolto la riserva assunta in data 12 marzo 2024, ha letto la sentenza di non luogo a procedere per la persona giuridica e ha fissato udienza di merito al 20 settembre 2024 per la persona fisica. La sentenza comprensiva di motivazioni, depositata il 21 maggio 2024, illustra i motivi di inutilizzabilità o nullità di un elenco di documenti istruttori, statuizione posta a fondamento della decisione verso la persona giuridica ed efficace anche verso la persona fisica. La prossima udienza che riguarda la sola persona fisica è fissata al 9 aprile 2027.

Centrale di San Filippo del Mela - Procura di Messina - Procedimento penale n. 678/2023 R.G.N.R.

Pende ancora in stato di indagini preliminari il procedimento nei confronti di A2A Energiefuture S.p.A. e di un suo dipendente per accertamenti della violazione dell'art. 256 D.lgs. 152/2006 (attività di gestione di rifiuti non autorizzata) e dell'art. 25 undieci comma 2 lett. b) D.lgs. n. 231/2001 nonché verso il dipendente dell'art. 452 quaterdecies c.p. (attività organizzate di traffico illecito dei rifiuti). Non ci sono stati sviluppi nell'ultimo semestre.

Linea Ambiente S.r.l. (discarica Grottaglie)

Corte di Appello di Taranto - Procedimento penale n. 515/2023 R.G. App.

All'udienza del 18 giugno 2025 la Corte d'Appello di Taranto, in accoglimento dell'eccezione sollevata dalla difesa, ha dichiarato la nullità del decreto di giudizio immediato emesso nel 2019 e, per l'effetto, la nullità della sentenza di primo grado, disponendo la trasmissione degli atti al P.M. con regressione del fascicolo alla fase delle indagini preliminari. A seguito dell'impugnazione

notificata dalla Procura davanti alla Cassazione, in data 24 marzo 2026, si è tenuta l'udienza nella quale la Suprema Corte ha accolto il ricorso della Procura di Taranto e trasmesso gli atti alla Corte d'Appello di Lecce dove il processo riprenderà.

Tribunale di Taranto – Procedimento penale n. 5400/2019 R.G. Responsabilità Amministrativa della società

Il processo è in corso. La prossima udienza è prevista per il 8 settembre 2026 per prosecuzione dell'istruttoria dibattimentale.

Procura di Lecce – Procedimento penale n. 6369/2019 R.G.N.R.

Il procedimento relativo ad una ipotesi di gestione illecita di rifiuti non ha avuto ulteriori recenti sviluppi.

Amsa S.p.A.

Corte d'Appello di Milano – Procedimento penale n. 33490/2016 R.G.N.R.

Dopo la prima udienza dell'appello tenutasi il 29 maggio 2025 contro la Sentenza 13661/2023 del 2 ottobre 2023, depositata in data 18 gennaio 2024, la Corte ha fissato ulteriori quattro udienze nel corso del 2025. Infine, all'udienza del 15 gennaio 2026 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza assolutoria di primo grado. La società si è costituita parte civile.

A2A Ambiente S.p.A.

Procura di Busto Arsizio - Procedimento penale 1961/2023 R.G.N.R. verso ignoti

In data 16 febbraio 2024 e in data 20 giugno 2024, le forze dell'ordine e un Consulente Tecnico di Ufficio hanno effettuato un sopralluogo alla discarica di Gerenzano e hanno acquisito documentazione riferita ai dati di gestione/conduzione impianti e controllo emissioni, su delega del medesimo Pubblico

Ministero, nell'ambito di un nuovo procedimento verso ignoti. Non ci sono novità da segnalare nell'ultimo semestre. Nessuna citazione in giudizio per la società.

Tribunale di Milano – Procedimento penale n. 24347/2022 R.G.N.R. per infortunio di un dipendente di un'impresa appaltatrice

In relazione ad un infortunio verificatosi in data 23 luglio 2022 presso l'impianto di Novate Milanese ad un dipendente di un'impresa appaltatrice, in data 3 dicembre 2024 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato ad un dipendente della società, all'epoca dei fatti "datore di lavoro delegato", avviso di conclusione delle indagini dove viene contestato il reato di lesioni personali colpose. Dall'avviso risulta che anche la società è indagata per l'illecito di cui all'art. 25 septies del D.Lgs. 231/01 in relazione al reato di lesioni personali colpose contestato alla persona fisica. È stata fissata l'udienza predibattimentale del 16 ottobre 2026 avanti il Tribunale di Milano.

Giudice Indagini Preliminari di Pavia – Procedimento penale n. 7164/2022 R.G.N.R. per infortunio di un dipendente di un'impresa appaltatrice

In relazione ad un infortunio mortale verificatosi in data 25 ottobre 2022 presso l'impianto di Parona ad un dipendente di un'impresa appaltatrice in data 5 marzo 2025 la Procura della Repubblica di Pavia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari nel quale risultano indagati, tra gli altri, quattro dipendenti della società per il reato di omicidio colposo. Il medesimo avviso è stato notificato pure alla società per l'illecito amministrativo di cui all'art. 25 septies del D.Lgs. 231/01. È stata fissata udienza preliminare avanti il GIP di Pavia per il giorno 24 settembre 2026.

Regione Campania

In data 5 febbraio 2025, Regione Campania ha introdotto un procedimento arbitrale davanti

alla Camera Arbitrale ANAC, per far accertare il diritto della Regione a riequilibrare l'equità del contratto 14359/2018 e l'assetto degli interessi in esso definito condannando A2A Ambiente S.p.A a pagare alla Regione 57.499.879 euro. Tale richiesta è riferita solo al corrispettivo di alcuni anni (2021, 2022, 2023) più coinvolti da forti tensioni sull'andamento dei prezzi energetici. Durante il giudizio, la Regione ha modificato la domanda in una richiesta di accertamento di inadempimento contrattuale proprio quanto alla quantificazione del corrispettivo, con conseguente liquidazione di risarcimento danni quantificata nella medesima cifra. In esito al procedimento arbitrale, esperiti in modo infruttuoso due tentativi di transazione, in data 29 aprile 2026, il Collegio arbitrale ha depositato il lodo arbitrale 3/2025 (assunto a maggioranza con parere dissenziente) nel quale ha rigettato l'istanza di riequilibrio ed ha accolto la pretesa risarcitoria con conseguente condanna della società quantificata nella medesima somma chiesta dalla Regione. La società intende impugnare il già menzionato lodo arbitrale, nei termini assegnati dall'ordinamento.

Linea Green S.p.A.

Giudice Indagini Preliminari di Brescia – Procedimento penale n. 3891/2020 R.G.N.R.

In relazione ad un'ipotesi di reato di inquinamento ambientale che avrebbe interessato il torrente Grigna, connesso alla gestione dell'impianto idroelettrico sito in Berzo Inferiore, in data 23 ottobre 2024 la Procura della Repubblica di Brescia ha notificato sia al responsabile della gestione tecnico-operativa dell'impianto, sia alla società avviso di conclusione delle indagini. Infine, all'udienza del 23 gennaio 2026 il Giudice ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere sia nei confronti della persona fisica che della società perché il fatto non sussiste. In data 25 giugno 2026 il difensore ha comunicato che la sentenza è divenuta definitiva.

Agripower S.p.A.

Tribunale di Spoleto – Procedimento penale n. 3329/2024 R.G.N.R.

In data 10 luglio 2025 la Procura di Spoleto ha notificato ad un consigliere con delega ambientale di Agripower avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art 415 bis c.p.p. in relazione ad un' ipotesi di reato di cui agli artt. 452 bis e 452 quinquies c.p. (inquinamento ambientale – delitti colposi contro l'ambiente) e art. 257 comma 1 D. Lgs 152/06 (mancata comunicazione) in relazione all'effettuazione nel novembre 2024 di uno scarico di acque reflue industriali con superamento dei valori limite per alcune sostanze nel corso d'acqua "fosso Avilo" presso l'impianto biogas di Agripower in Castel Ritaldi (PG). Dall'avviso risulta anche la contestazione a carico di Agripower dell'illecito 231 previsto dall'art. 25 undecies co.1 lett. c del D. Lgs. 231/01 in relazione al delitto di inquinamento ambientale colposo. In data 3 novembre 2025 è stato notificato al difensore della persona fisica decreto di citazione a giudizio per il giorno 3 luglio 2026. All'udienza del 3 luglio 2026 il consigliere di Agripower ha chiesto la messa alla prova. Il Giudice ha accolto la richiesta e rinviato al 2 ottobre 2026 per consentire la definizione del programma di messa alla prova, alla cui conclusione il processo ed il reato si estingueranno. Nessuna citazione in giudizio per la società.

A2A Calore & Servizi S.r.l.

Tribunale di Brescia - ASST Spedali Civili di Brescia

In data 10 luglio 2025 si è svolta la prima udienza in cui le parti hanno esposto le reciproche posizioni. Entro il termine assegnato, A2A Calore & Servizi S.r.l. ha notificato ad ASST Spedali Civili di Brescia il ricorso con richiesta di provvedimento cautelare. In ossequio all'invito del Giudice di verificare le condizioni di una definizione transattiva, impregiudicato ogni diritto, sono stati disposti, su istanza congiunta, numerosi rinvii che hanno permesso alle parti di definire e sottoscrivere, in data 26

gennaio 2026, un accordo transattivo tombale. L'intesa raggiunto ha consentito di soddisfare le reciproche pretese, dopo aver individuato remunerazioni congrue, a decorrere dal 1° luglio 2019 e fino alla assunzione di nuove determinazioni da parte dell'ASST Spedali Civili di Brescia, anche in considerazione della nuova procedura ad evidenza pubblica dalla stessa bandita in data 30 dicembre 2024. In data 21 aprile 2026, il Tribunale ha emesso i provvedimenti di cancellazione dal ruolo di tutti e due i procedimenti civili.

* * *

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 2011 e 2015

Non ci sono aggiornamenti. È stato iscritto un fondo rischi di 2 milioni di euro.

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

Non ci sono aggiornamenti. Non sono iscritti fondi rischi.

A2A Ciclo Idrico S.p.A. - Avvisi di accertamento IMU Comune di Montichiari per gli anni 2013-2020

Relativamente agli anni 2013-2018, il 22 novembre 2022 la società ha proposto ricorso e la CGT II grado di Brescia lo ha respinto. La società ha proposto ricorso per Cassazione il 27 gennaio 2025, la cui udienza non è stata ancora fissata.

Relativamente agli anni 2019 e 2020, la società ha presentato ricorso in I grado, depositato il 23 giugno 2025. Si attende la fissazione dell'udienza.

È stato iscritto un fondo rischi di circa 1,2 milioni di euro.

Linea Ambiente S.r.l. - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per i periodi di imposta 2017-2019

Nel mese di settembre 2023 l'Agenzia delle entrate/Direzione provinciale di Brescia ha notificato alla Società (e, per quanto riguarda l'IRES, alla sua consolidante A2A S.p.A.) sei avvisi di accertamento per IRES anni 2017/2019, IRAP anni 2017/2018 e IVA anni 2017/2019. La società ha proposto ricorso nelle sedi competenti. L'udienza I grado si è tenuta il 16 gennaio 2026. Si attende l'esito.

È stato iscritto un fondo rischi di 0,747 milioni di euro.

A2A S.p.A. – Atto di contestazione sanzioni ai fini IVA per il periodo di imposta 2018

Il 27 dicembre 2024 la DR Lombardia ha notificato atto di contestazione sanzioni ai fini IVA relativo al periodo di imposta 2018. Il 3 marzo 2025 la società ha proposto ricorso avanti la CGT I grado di Milano. In data 14 aprile 2026 si sono svolte le udienze di trattazione; con sentenza depositata il successivo 16 aprile 2026, la Corte di Giustizia Tributaria di primo grado ha disposto l'accoglimento parziale del ricorso, limitatamente al rilievo n.1, rigettando i rilievi n.2 e 3. Si segnala che la Società non ha stanziato fondi rischi al momento dell'apertura del contenzioso. Tuttavia, il fondo rischi sul *tolling* era già stato stanziato al momento della ricezione di questionari da parte dell'Agenzia delle Entrate e prima dell'instaurarsi del contenzioso.

A2A S.p.A. – Avviso di accertamento ai fini IVA per il periodo di imposta 2018

Il 17 marzo 2025 la DR Lombardia ha notificato avviso di accertamento ai fini IVA relativo al periodo di imposta 2018. Il 15 maggio 2025 la società ha proposto ricorso avanti la CGT I grado di Milano. In data 14 aprile 2026 si sono svolte le udienze di trattazione; con sentenza depositata il successivo 16 aprile 2026, la Corte di Giustizia Tributaria di primo grado ha totalmente respinto il ricorso con riferimento ai servizi ausiliari sull'energia elettrica.

Si segnala che la Società non ha stanziato fondi rischi al momento dell'apertura del contenzioso. Tuttavia, il fondo rischi sul *tolling* era già stato stanziato al momento della ricezione di questionari da parte dell'Agenzia delle Entrate e prima dell'instaurarsi del contenzioso

A2A S.p.A. - Atto di contestazione sanzioni ai fini IVA per il periodo di imposta 2019

Il 24 dicembre 2025 la DR Lombardia Ufficio Grandi Contribuenti ha notificato a mezzo pec l'atto di contestazione sanzioni ai fini IVA relativo al periodo di imposta 2019. È stato presentato ricorso il 22 febbraio e depositato il 20 marzo 2026. Attesa fissazione udienza. Si segnala che la Società non ha stanziato fondi rischi al momento dell'apertura del contenzioso. Tuttavia, il fondo rischi sul *tolling* già stato stanziato al momento della ricezione di questionari da parte dell'Agenzia delle Entrate e prima dell'instaurarsi del contenzioso.

A2A S.p.A. - Avviso di accertamento ai fini IVA per il periodo di imposta 2019

Il 24 dicembre 2025 la DR Lombardia Ufficio Grandi Contribuenti ha notificato a mezzo pec lo schema d'atto relativo al periodo di imposta 2019. La società ha presentato le osservazioni. Il 10 giugno la DR Lombardia ha notificato l'avviso di accertamento. Pendono i termini per il ricorso in I grado.

Si segnala che la Società non ha stanziato fondi rischi al momento dell'apertura del contenzioso. Tuttavia, il fondo rischi sul *tolling* era già stato stanziato al momento della ricezione di questionari da parte dell'Agenzia delle Entrate e prima dell'instaurarsi del contenzioso.

A2A gencogas S.p.A. - Atto di contestazione sanzioni ai fini IVA per il periodo di imposta 2018

Il 27 dicembre 2024 la DR Lombardia Ufficio Grandi Contribuenti ha notificato a mezzo pec atto di contestazione sanzioni ai fini IVA relativo al periodo di imposta 2018. Il 24 febbraio 2025 la Società ha proposto ricorso avanti la CGT I grado di Milano. In data 14 aprile 2026 si sono svolte le udienze di trattazione; con sentenza depositata il successivo 16 aprile 2026, la Corte di Giustizia Tributaria di primo grado ha accolto integralmente il ricorso proposto da A2A gencogas, disponendo l'annullamento del provvedimento di irrogazione delle sanzioni emesso dall'Agenzia delle Entrate.

Pendono per controparte i termini per appello.

Si segnala che la Società non ha stanziato fondi rischi al momento dell'apertura del contenzioso. Tuttavia, il fondo rischi sul *tolling* era già stato stanziato al momento della ricezione di questionari da parte dell'Agenzia delle Entrate e prima dell'instaurarsi del contenzioso.

A2A gencogas S.p.A. - Atto di contestazione sanzioni ai fini IVA per il periodo di imposta 2019

Il 24 dicembre 2025 la DR Lombardia Ufficio Grandi Contribuenti ha notificato a mezzo pec atto di contestazione sanzioni ai fini IVA relativo al periodo di imposta 2019.

Il 22 febbraio 2026 è stato presentato il ricorso e depositato il 20 marzo 2026. Si attende la fissazione udienza. Si segnala che la Società non ha stanziato fondi rischi al momento dell'apertura del contenzioso. Tuttavia, il fondo rischi sul *tolling* era già stato stanziato al momento della ricezione di questionari da parte dell'Agenzia delle Entrate e successivamente dell'instaurarsi del contenzioso.

Unareti S.p.A. – Avvisi di accertamento ai fini IRES/IRAP per i periodi di imposta 2018 e 2019

Il 14 marzo 2025 la DR Lombardia ha notificato avvisi di accertamento ai fini IRES/IRAP relativi ai periodi di imposta 2018 e 2019. Il 12 maggio 2025 la società ha proposto ricorso avanti la CGT I grado di Milano. Previa riunione di tutti e quattro i giudizi instaurati, con sentenza 17 novembre 2025, n. 4561 CGT-I Milano ha respinto i ricorsi. La Società ha proposto appello il 28 marzo 2026. RGA 957/2026. Attesa fissazione udienza. Non sono iscritti fondi rischi.

Unareti S.p.A. – Canone Unico Patrimoniale (CUP) periodo di imposta 2022, 2023, 2024, 2025

Il Comune di Cinisello Balsamo ha notificato alla Società un avviso di accertamento per presunto omesso versamento pari a 225 mila euro, comprese sanzioni e interessi del Canone Unico Patrimoniale. La Società ha tempestivamente impugnato l'atto, notificando il relativo ricorso il 27 maggio 2026.

Il contenzioso risulta attualmente pendente innanzi al giudice di primo grado.

Si segnala, inoltre, che, anteriormente all'instaurazione del presente contenzioso, la Società aveva stanziato un apposito fondo rischi per COSAP, TOSAP e CUP pari a 3 milioni di euro volto a coprire il rischio di potenziali passività derivanti da accertamenti tributari. L'accantonamento è stato effettuato tenendo conto del diffuso contesto di verifiche e contestazioni avviate da numerosi Comuni sul territorio nazionale in materia di occupazione di suolo pubblico, caratterizzato da orientamenti interpretativi non uniformi circa l'applicazione della normativa e la sussistenza dei relativi presupposti impositivi.

6) Impianti di produzione di energia rinnovabile

Di seguito si riporta una sintesi relativamente alla capacità installata dei principali impianti di produzione di energia rinnovabile del Gruppo da fonte idroelettrica, eolica e fotovoltaica.

Tecnologie	Capacità installata [MW]	Ubicazione
Eolico	307,90	
di cui Italia	277,90	Italia
di cui Spagna	30,00	Spagna
Solare	443,31	
di cui Italia	433,51	Italia
di cui Spagna	9,80	Spagna
Idroelettrico	1.944,81	Italia
Totale MW	2.696,02	

Ulteriore capacità installata da fonte rinnovabile da tecnologie biomassa e biogas per impianti ubicati in Italia è pari a MW 47,23.

* * *

A2A S.p.A. 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.

Organi sociali	1	Dati di sintesi del Gruppo A2A	2	Sostenibilità e finanza sostenibile	3	Risultati consolidati e andamento della gestione	4	Scenario e Mercato	5	Risultati per settore di attività	6	Prospetti contabili del bilancio consolidato semestrale abbreviato	7	Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato	8	Allegati alle Note esplicative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	9	Evoluzione della normativa e impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	10	Rischi e incertezze	11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154- <i>bis</i> comma 5 del D.Lgs. 58/98	12	Relazione della Società di Revisione
----------------	---	--------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------	---	-----------------------------------	---	--	---	---	---	--	---	---	----	---------------------	----	---	----	--------------------------------------



Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	Sede	Capitale sociale (migliaia di euro salvo diversa indicazione)	% di partecipazione consolidata di Gruppo al (consolidamento integrale)	Quote possedute %	Azionista
Area di consolidamento					
Unareti S.p.A.	Brescia	965.250	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
Duereti S.r.l.	Milano	125.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	150.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Smart City S.p.A.	Brescia	3.448	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Energia S.p.A.	Milano	3.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	70.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	250.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	100	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Energiefuture S.p.A.	Milano	50.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A gencogas S.p.A.	Milano	450.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
TEXELERA S.c. a r.l.	Milano	10	51,00%	51,00%	A2A S.p.A.
A2A LIFE VENTURES S.r.l.	Milano	8.010	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A DC MIL1 S.r.l.	Brescia	10	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
DC Platform S.r.l.	Brescia	10	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
Novito Acque S.r.l.	Milano	4.170	69,24%	69,24%	A2A Ciclo Idrico S.p.A.
SESTO ENERGIA S.r.l.	Milano	3.000	100,00%	100,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.
A2A Energy Efficiency 1 S.r.l.	Brescia	10	100,00%	100,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l. (70%) Acinque Innovazione S.r.l. (30%)
A2A Energy Efficiency 2 S.r.l.	Brescia	100	100,00%	100,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.
A2A Services & Real Estate S.p.A.	Milano	6.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A. (81,33%) Ambiente Energia Brianza S.p.A (8,38%) Acinque S.p.A.(10,29%)

[Continua >>](#)

<< Segue

Denominazione	Sede	Capitale sociale (migliaia di euro salvo diversa indicazione)	% di partecipazione consolidata di Gruppo al (consolidamento integrale)	Quote possedute %	Azionista
A2A Airport Energy S.p.A.	Milano	5.200	100,00%	100,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.
Retragas S.r.l.	Brescia	34.495	91,60%	91,60%	A2A S.p.A. (87,27%) Unareti S.p.A. (4,33%)
A2A Alfa S.r.l. in liquidazione	Milano	100	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	8.939	74,80%	74,80%	A2A S.p.A. (74,55%) Unareti S.p.A. (0,25%)
Yada Energia S.r.l.	Milano	4.000	100,00%	100,00%	A2A Energia S.p.A.
LaboRAEE S.r.l.	Milano	90	100,00%	100,00%	Amsa S.p.A.
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	13.515	68,78%	68,78%	A2A Ambiente S.p.A.
Sicura S.r.l.	Milano	1.040	96,80%	96,80%	A2A Ambiente S.p.A.
Sistema Ecodeco UK Ltd	Milton Keynes (Regno Unito)	250 (GBP)	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.
Nicosiambiente S.r.l. in liquidazione	Milano	50	99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.
Bioase S.r.l.	Sondrio	677	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.
Aprica S.p.A.	Brescia	10.000	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.
Amsa S.p.A.	Milano	10.000	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.
Bergamo Servizi S.r.l.	Brescia	10	100,00%	100,00%	Aprica S.p.A.
A2A Integrambiente S.r.l.	Brescia	10	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (74%) Aprica S.p.A. (1%) Amsa S.p.A. (25%)
A2A Trezzo Ambiente S.r.l.	Brescia	11.000	90,00%	90,00%	A2A Ambiente S.p.A. (86%) A2A Calore & Servizi S.r.l. (4%)

Continua >>

<< Segue

Denominazione	Sede	Capitale sociale (migliaia di euro salvo diversa indicazione)	% di partecipazione consolidata di Gruppo al (consolidamento integrale)	Quote possedute %	Azionista
A2A Security S.c.p.a.	Milano	55	99,82%	99,82%	A2A S.p.A. (43,47%) Unareti S.p.A. (17,56%) A2A Ciclo Idrico S.p.A. (9,92%) Amsa S.p.A. (8,65%) A2A gencogas S.p.A. (3,73%) A2A Ambiente S.p.A. (4,10%) A2A Calore & Servizi S.r.l. (2,46%) A2A Energiefuture S.p.A. (1,82%) A2A Energia S.p.A. (0,18%) A2A Energy Solutions S.r.l. (0,18%) Linea Green S.p.A. (0,18%) Linea Ambiente S.r.l. (0,18%) A2A Smart City S.p.A. (0,18%) Acinque S.p.A. (0,18%) Aprica S.p.A. (0,37%) Retragas S.r.l. (0,18%) Lereti S.p.A. (0,18%) Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. (0,18%) Acinque Energia S.r.l. (0,18%) Acinque Tecnologie S.p.A. (0,18%) Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (0,18%) Acinque Farmacie S.r.l. (0,18%) AGRIPower S.p.A. (0,18%) Ambiente Energia Brianza S.p.A. (0,18%) A2A Illuminazione Pubblica S.r.l. (0,18%) RetiPiù S.r.l. (0,18%) Gelsia S.r.l. (0,18%) Gelsia Ambiente S.r.l. (0,18%) VGE 05 S.r.l. (0,18%) renewA21 S.r.l. (0,18%) renewA22 S.r.l. (0,18%) renewA23 S.r.l. (0,18%) renewA24 S.r.l. (0,18%) renewA25 S.r.l. (0,18%) CS Solar2 S.r.l. (0,18%) A2A Rinnovabili S.p.A. (0,18%) Corelli Energia S.r.l. (0,18%) CERVETERI ENERGIA S.r.l. (0,18%) R2R S.r.l. (0,18%) VGE 01 S.r.l. (0,18%) VGE 02 S.r.l. (0,18%) VGE 06 S.r.l. (0,18%) A2A WIND S.r.l. (0,18%) A2A Trezzo Ambiente S.r.l. (0,18%) Bioase S.r.l. (0,18%) A2A Airport Energy S.p.A. (0,18%) A2A Services & Real Estate S.p.A. (0,18%) Ecolombardia 4 S.p.A. (0,18%) Acinque Ambiente S.r.l. (0,18%) Duereti S.r.l. (0,18%) A2A E-mobility S.r.l. (0,18%) SESTO ENERGIA S.r.l. (0,18%)
WALDUM TADINUM ENERGIA S.r.l.	Gualdo Tadino (PG)	10	90,00%	90,00%	A2A Ambiente S.p.A.
A2A Energy Solutions S.r.l.	Milano	4.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
A2A Rinnovabili S.p.A.	Milano	50.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
Fair Renew S.r.l.	Milano	10	60,00%	60,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
renewA21 S.r.l.	Milano	20	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.

Continua >>

<< Segue

Denominazione	Sede	Capitale sociale (migliaia di euro salvo diversa indicazione)	% di partecipazione consolidata di Gruppo al (consolidamento integrale)	Quote possedute %	Azionista
renewA22 S.r.l.	Milano	220	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
renewA23 S.r.l.	Milano	20	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
renewA24 S.r.l.	Milano	20	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
renewA25 S.r.l.	Milano	20	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Des Energia Tredici S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
CS Solar2 S.r.l.	Milano	15	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Solar Italy V S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Cilea Energia S.r.l.	Milano	0	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Tosti Energia S.r.l.	Milano	0	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Corelli Energia S.r.l.	Milano	0	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Gash 1 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Gash 2 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Volta Green Energy S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Mogorella S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Juwi Development 12 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Juwi Development 13 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A Storage S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
Parco Solare Friulano 2 S.r.l.	Milano	10	70,00%	70,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
AREN01 S.r.l.	Milano	1	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
AREN03 S.r.l.	Milano	1	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
AREN04 S.r.l.	Milano	1	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
AREN05 S.r.l.	Milano	1	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
AREN06 S.r.l.	Milano	1	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
AREN09 S.r.l.	Milano	1	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
GREEN FROGS CORREGGIO S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A SOLAR 1 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A SOLAR 2 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A SOLAR 3 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A SOLAR 4 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A Dome S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
CR Rinnovabili Cutro 1 S.r.l.	Milano	5	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A Solar 5 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A Solar 6 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A Solar 7 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A Solar 8 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
VGE 01 S.r.l.	Milano	10	70,00%	70,00%	Volta Green Energy S.r.l.
VGE 02 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.
VGE 03 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.
VGE 04 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.
VGE 06 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.

Continua >>

<< Segue

Denominazione	Sede	Capitale sociale (migliaia di euro salvo diversa indicazione)	% di partecipazione consolidata di Gruppo al (consolidamento integrale)	Quote possedute %	Azionista
R2R S.r.l.	Milano	10	60,00%	60,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
R2R 01 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 02 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 03 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 04 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 05 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 06 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 07 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
R2R 08 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	R2R S.r.l.
AST1 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Storage S.r.l.
AST2 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Storage S.r.l.
AST3 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Storage S.r.l.
AST4 S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Storage S.r.l.
S2SE CINQUE S.r.l.	Milano	2	100,00%	100,00%	A2A Storage S.r.l.
Linea Green S.p.A.	Cremona	7000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
Linea Ambiente S.r.l.	Brescia	1.400	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.
AGRIPOWER S.p.A.	Milano	600	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.
DONNA RICCA BIOENERGIA S.R.L. SOCIETÀ AGRICOLA	Milano	10	51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.p.A.
IUMAGAS BIOENERGY SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	Milano	50	51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.p.A.
MARSICA AGROENERGIA S.R.L.	Milano	60	54,02%	54,02%	AGRIPOWER S.p.A.
PONZANO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	Milano	40	51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.p.A.
ROBERTA BIOENERGIA S.R.L.	Milano	10	51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.p.A.
SAN QUIRICO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	Milano	160	100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.p.A.
SCALENGHE BIOGAS SOCIETÀ AGRICOLA S.R.L.	Milano	10	87,00%	87,00%	AGRIPOWER S.p.A.
STROVINA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	Milano	40	51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.p.A.
TORRE ZUINA SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	Milano	10	51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.p.A.
VITTORIA BIOENERGIA S.R.L.	Milano	50	100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.p.A.
Biomax Società Agricola a r.l.	Coriano (RN)	102	100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.p.A.

Continua >>

<< Segue

Denominazione	Sede	Capitale sociale (migliaia di euro salvo diversa indicazione)	% di partecipazione consolidata di Gruppo al (consolidamento integrale)	Quote possedute %	Azionista
Asm Energia S.p.A.	Vigevano (PV)	2.511	45,00%	45,00%	A2A Energia S.p.A.
Acinque S.p.A.	Monza	197.344	41,54%	41,34%	A2A S.p.A.
Lereti S.p.A.	Como	86.450	100,00%	100,00%	Acinque S.p.A.
ComoCalor S.p.A. in liquidazione	Como	3.516	51,00%	51,00%	Acinque S.p.A.
Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.	Sondrio	2.000	100,00%	100,00%	Acinque S.p.A.
Acinque Energia S.r.l.	Lecco	17.100	99,75%	99,75%	Acinque S.p.A.
Acinque Ambiente S.r.l.	Varese	4.500	100,00%	100,00%	Acinque S.p.A.
Acinque Tecnologie S.p.A.	Monza	6.000	100,00%	100,00%	Acinque S.p.A.
Acinque Innovazione S.r.l.	Monza	21.800	100,00%	100,00%	Acinque S.p.A.
Acinque Farmacie S.r.l.	Sondrio	100	100,00%	100,00%	Acinque S.p.A.
Agesp Energia S.r.l.	Busto Arsizio (VA)	1.500	70,00%	70,00%	Acinque S.p.A.
Acinque Energy Greenway S.r.l.	Monza	8.464	70,00%	70,00%	Acinque Tecnologie S.p.A.
A2A E-MOBILITY S.r.l.	Milano	1.000	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.
Ambiente Energia Brianza S.p.A.	Seregno (MB)	119.496	34,95%	33,52%	A2A S.p.A.
A2A Illuminazione Pubblica S.r.l.	Brescia	19.000	100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.
Gelsia S.r.l.	Seregno (MB)	20.345	100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.
RetiPiù S.r.l.	Desio (MB)	110.000	100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.
2B S.r.l.	Seregno (MB)	10	100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.
VGE 05 S.r.l.	Seregno (MB)	1.000	90,00%	90,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.
Gelsia Ambiente S.r.l.	Desio (MB)	4.671	100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A. (70%) A2A Integrambiente S.r.l. (30%)
Renewable Adventure Cornate D'Adda S.r.l.	Seregno (MB)	10	100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.
CERVETERI ENERGIA S.r.l.	Milano	21	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
STCS S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
LA CASTILLEJA ENERGIA SL	Madrid (ES)	4	100,00%	100,00%	GLOBAL ONEGA SL
SISTEMES ENERGETICS CONESA I SOCIEDAD LIMITADA	Madrid (ES)	3	100,00%	100,00%	RESPETO AL MEDIO AMBIENTE SL (50%) GLOBAL ONEGA SL (50%)
GLOBAL ONEGA SL	Madrid (ES)	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
RESPETO AL MEDIO AMBIENTE SL	Madrid (ES)	3	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
A2A WIND S.r.l.	Milano	10	100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.
DAS WIND S.r.l.	Milano	50	100,00%	100,00%	A2A WIND S.r.l.

8.2

Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto

migliaia di euro

Denominazione	Sede	Capitale sociale	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al
Partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto					
PremiumGas S.p.A. in liquidazione	Bergamo	120	50,00%	A2A Alfa S.r.l. in liquidazione	-
Ergosud S.p.A.	Roma	81.448	50,00%	A2A gencogas S.p.A.	25.358
Metamer S.r.l.	San Salvo (CH)	2.000	50,00%	A2A Energia S.p.A.	4.315
NETCITY S.r.l.	Pescara	500	49,00%	A2A Energia S.p.A.	3.389
SET S.r.l.	Toscolano Maderno (BS)	104	49,00%	A2A S.p.A.	1.736
Messina in Luce S.c. a r.l.	Monza	20	70,00%	Acinque Tecnologie S.p.A. (55%) A2A Illuminazione Pubblica S.r.l. (15%)	11
Serio Energia S.r.l.	Concordia sulla Secchia (MO)	1.000	40,00%	A2A S.p.A.	275
Visano Soc. Trattamento Reflui S.c. a r.l. in liquidazione	Brescia	25	40,00%	A2A S.p.A.	-
Blugas Infrastrutture S.r.l.	Mantova	14.300	27,51%	A2A S.p.A.	4.652
ES Energy S.r.l.	Jesi (AN)	10	50,00%	A2A S.p.A.	470
COSMO Società Consortile a Responsabilità Limitata	Brescia	100	52,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	140
Crit S.c. a r.l.	Cremona	65	33,00%	A2A S.p.A.	15
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	10	50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	-
Fratelli Omini S.p.A.	Novate Milanese (MI)	260	30,00%	A2A Ambiente S.p.A.	7.191
ASM Codogno S.r.l.	Codogno (LO)	1.898	49,00%	Aprica S.p.A.	2.708
Prealpi Servizi S.r.l. in liquidazione	Busto Arsizio (VA)	5.451	12,47%	Acinque S.p.A.	-
Società Agricola Mattioli Energia S.r.l.	Finale Emilia (MO)	20	20,00%	AGRIPOWER S.p.A.	480
Totale partecipazioni					50.740
Partecipazioni destinate alla vendita					
G.Eco S.r.l.	Treviglio (BG)	500	40,00%	Aprica S.p.A.	4.372

8.3

Elenco delle partecipazioni in altre imprese

migliaia di euro

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS)			
Niulinx S.r.l.	9,96%	A2A LIFE VENTURES S.r.l.	10.000
Altre:			
Immobiliare-Fiera di Brescia S.p.A.	0,91%	A2A S.p.A.	
AQM S.r.l.	7,80%	A2A S.p.A.	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo dell'Oglio e del Serio s.c.	n.s.	A2A S.p.A.	
L.E.A.P. S.c. a r.l.	14,22%	A2A S.p.A.	
Guglionesi Ambiente S.c. a r.l.	1,01%	A2A Ambiente S.p.A.	
S.I.T. S.p.A.	0,19%	Aprica S.p.A.	
Stradivaria S.p.A.	n.s.	A2A S.p.A.	
DI.T.N.E. S.c. a r.l.	1,79%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
COMIECO	4,61%	A2A Ambiente S.p.A.	
CONAPI S.c. a r.l.	20,00%	A2A Ambiente 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.	
Futura S.r.l.	1,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	
Comodepur S.c.p.a. in liquidazione	9,81%	Acinque S.p.A.	
T.C.V.V.V. S.p.A.	0,25%	Acinque S.p.A.	
Lago di Como Gal S.c. a r.l.	3,00%	Acinque S.p.A.	
Cantù Arena S.p.A.	2,00%	Acinque Innovazione S.r.l.	
CIAL-CONSORZIO IMBALLAGGIO ALLUMINIO	1,42%	A2A Ambiente S.p.A.	
COREVE	0,91%	A2A Ambiente S.p.A.	
COREPLA-CONSORZIO RECUPERO PLASTICA NAZIONALE	3,04%	A2A Ambiente S.p.A.	
RICREA-CONSORZIO NAZIONALE RICICLO E RECUPERO IMBALLAGGI ACCIAIO	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
CIC-CONSORZIO ITALIANO COMPOSTATORI	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Musa S.c. a r.l.	5,60%	A2A S.p.A.	
Totale altre attività finanziarie			2.000
Totale partecipazioni in altre imprese			12.000



Evoluzione della normativa
e impatti sulle *Business Units*
del Gruppo A2A



Business Unit Generazione e Trading

Il Capacity Market: meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il *Capacity Market* è uno strumento di mercato volto a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. In Italia il meccanismo si configura come un contratto alle differenze (CfD) ad una via sottoscritto da produttori selezionati da Terna S.p.A (Terna) a seguito di un'asta in cui i vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo di offrire la capacità di generazione su MGP e quella non accettata in esito ai mercati dell'energia su MSD, restituendo a Terna la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo *strike* (in €/MWh).

A partire dall'anno di consegna 2025, la Disciplina del *Capacity Market* ha subito alcune innovazioni tra cui: i) l'eliminazione della risoluzione contrattuale per inadempimento agli obblighi di offerta e la previsione dell'inadempimento prolungato; ii) l'introduzione di un tasso di *derating* ulteriore per le centrali indisponibili nei momenti di maggior criticità del sistema nel 2022 in caso di mancata dichiarazione di interventi di *retrofitting*; iii) la previsione di un *derating* del 20% per i nuovi CCGT con sistemi di raffreddamento ad acqua; iv) la possibilità di mutuo soccorso tra capacità esistente e nuova, con l'obbligo, tuttavia, di offerta/nomina del 100% della capacità nuova su unità rilevanti e con la restituzione della differenza di premio tra il valore della capacità nuova e quello della capacità esistente in caso di adempimento tramite quella esistente; v) l'introduzione di una penale per ritardata entrata in esercizio degli impianti nuovi.

Nell'**asta per la consegna 2026** (*cap* al premio pari a 46.000 €/MW/anno per la capacità

esistente e pari a 86.000 €/MW/anno per la nuova), celebrata il 18 dicembre 2024, A2A S.p.A. (A2A) ha contrattualizzato circa 4,4 GW di capacità esistente al *cap* e 520 MW di capacità estera, di cui 500 MW al Nord e 20 MW al Centro-Sud ad un premio medio pari a circa 11.000 €/MW/anno.

Nell'**asta per la consegna 2027** (*cap* al premio pari a 47.000 €/MW/anno per la capacità esistente e pari a 86.000 €/MW/anno per la nuova), celebrata il 26 febbraio 2025, A2A ha contrattualizzato circa 4,6 GW di capacità esistente e 28 MW di nuova allo stesso *cap* previsto per l'esistente oltre che 520 MW di capacità estera, di cui 500 MW al Nord e 20 MW al Centro-Sud al premio medio di 7.000 €/MW/anno.

A febbraio 2026 Terna ha avviato una consultazione finalizzata ad un aggiornamento della Disciplina contenente anche una revisione al rialzo dei coefficienti di *derating* per gli stoccaggi elettrochimici (BESS), considerato il loro contributo all'adeguatezza; successivamente, ad aprile 2026, ARERA ha avviato una consultazione per una revisione al ribasso dello *strike price* a partire dal 2028.

La data per la celebrazione dell'asta 2028 non è stata ancora fissata.

Il MACSE: Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico

Il MACSE è uno strumento di mercato che incentiva lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo elettrico per integrare le fonti rinnovabili nel sistema, stabilizzare la rete e garantire flessibilità, immagazzinando l'energia prodotta in eccesso per rilasciarla quando serve.

Gli operatori che sviluppano nuovi sistemi di accumulo offrono, attraverso aste competitive, la loro capacità di stoccaggio a Terna che la rende disponibile a terzi nel mercato del *time shifting*, gestito dal GME. Terna corrisponde agli assegnatari dell'asta un premio fisso annuo per tutta la durata contrattuale (15 anni per le BESS e 30 anni per i pompaggi idroelettrici). Il dispacciamento degli asset contrattualizzati a MACSE sui mercati dell'energia è operato da Terna mentre su MSD spetta all'operatore che ha l'obbligo di restituzione dell'80% dei margini conseguiti e di eventuali differenze rispetto allo *strike price*.

Il 30 settembre 2025 si è svolta la prima asta MACSE per la consegna 2028 in cui sono stati contrattualizzati 10 GWh di BESS ad un prezzo medio di circa 13.000 €/MWh/anno. Il Gruppo A2A ha partecipato all'asta ma nessuna delle BESS offerte è risultata assegnataria.

Il fabbisogno definito da Terna per il 2029 è pari a 16 GWh, concentrato nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna (per il Nord si conferma un fabbisogno nullo). L'asta per il periodo di consegna 2029 si terrà il prossimo 24 novembre e, al pari della precedente, sarà dedicata esclusivamente alle BESS considerato lo stato di sviluppo dei nuovi pompaggi idroelettrici e dei loro processi autorizzativi.

San Filippo del Mela: regime di essenzialità

La Delibera 570/2025/R/eel ha confermato anche per il 2026 l'ammissione della centrale di San Filippo del Mela al regime di essenzialità con reintegrazione dei costi e nello stesso assetto impiantistico del 2025 che vede il funzionamento dei tre gruppi SF1, SF2 e SF6.

Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera 55/2026/R/eel, nel primo semestre 2026 A2A Energiefuture S.p.A. ha incassato circa 24,4

milioni di euro relativi al primo acconto del reintegro costi 2025.

Centrale di Brindisi: approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione

Nel 2019 la Centrale di Brindisi di A2A Energiefuture S.p.A., ai sensi della Delibera 675/2018/R/eel e della successiva procedura di gara bandita da Terna, è risultata assegnataria di un contratto decennale per la fornitura di energia reattiva per 286 MVar ad un prezzo medio ponderato di 28.098 €/MVar/anno. La competenza relativa al primo semestre 2026 è pari a circa 4,85 milioni di euro.

Riforma del dispacciamento elettrico (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico - TIDE)

Dal 1° gennaio 2025 è entrato in vigore il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che raccorda in una disciplina organica la regolazione del dispacciamento, promuovendo l'integrazione nel mercato delle risorse distribuite.

Le disposizioni del nuovo TIDE hanno avuto un'applicazione graduale: a seguito di una prima "fase transitoria", in cui le principali novità hanno riguardato l'introduzione dell'*Imbalance Settlement Period (ISP)* a 15 minuti, dei prodotti quattorari sui mercati dell'energia e della piattaforma di nomina con separazione tra programmi e posizione commerciale delle unità, **a partire dal 1° febbraio 2026 è in vigore la c.d. "fase di consolidamento"**. In tale fase si prevede la pressoché completa implementazione del TIDE con l'avvio di una fase di sperimentazione

per l'approvvigionamento a mercato della *Frequency Containment Reserve (FCR)* con fabbisogno addizionale rispetto agli obblighi di fornitura ad oggi previsti, effettivo dal 3 giugno 2026 tuttavia prevedendo il posticipo dell'obbligo di offerta della quota *FCR* a mercato fino al 1° settembre 2026.

Terna, dopo la riconnessione dell'Italia alla piattaforma Picasso per lo scambio della *automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)*, avvenuta il 25 novembre 2025, ha annunciato che a partire dal 25 novembre 2026 darà avvio alla partecipazione alla piattaforma MARI per lo scambio della *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)* così da completare la piena integrazione con le piattaforme di bilanciamento europee.

Energy Release 2.0: implementazione della misura

Introdotta dal DL 181/2023 il meccanismo dell'*Energy Release* consente alle imprese energivore di beneficiare, tramite la sottoscrizione con il GSE di un CfD a due vie a 65 €/MWh, di energia anticipata dallo stesso GSE nel periodo 2025-2027 con obbligo di restituzione attraverso la realizzazione di nuova capacità rinnovabile.

Le richieste di accesso alla misura hanno superato di molto i volumi resi disponibili dal GSE (oltre 70 TWh a fronte di circa 24 TWh), comportando un'assegnazione pro-rata. Nel 2025 il meccanismo è stato aggiornato con l'inserimento di una procedura competitiva per favorire la copertura degli obblighi di restituzione e con un sistema di *claw back* che valuta i benefici anche in termini economici.

Il Gruppo A2A ha svolto sia il ruolo di aggregatore per circa 200 clienti energivori (*Cluster A*), ottenendo circa 440 GWh/anno, sia ha partecipato alla procedura competitiva a maggio 2026 come potenziale realizzatore terzo di impianti FER (*Cluster B*) ma senza risultare aggiudicatario.

Applicazione del REMIT¹: avvio procedimenti sanzionatori ai sensi dell'art. 5 e artt. 3 e 4

ARERA ha avviato nei confronti di A2A due procedimenti sanzionatori nell'ambito del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), normativa europea finalizzata a garantire l'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso, attraverso il divieto di pratiche abusive e l'obbligo di corretta gestione e diffusione delle informazioni rilevanti per il mercato:

- **DSAI 14/2025/eel** (manipolazione prezzi di mercato ex art. 5 REMIT): avviato a luglio 2025, il procedimento concerne una presunta condotta di trattenimento economico di capacità di produzione elettrica da parte di A2A in un mese del 2022, limitatamente ad alcuni impianti in Zona Nord. La contestazione si inserisce nel quadro interpretativo del REMIT fatto proprio dall'Autorità con la Delibera 302/2025/R/eel, secondo cui le offerte di vendita sul mercato dovrebbero coprire i soli costi variabili degli impianti. Secondo tale interpretazione, nel mese considerato la condotta di A2A avrebbe contribuito ad un incremento dei prezzi di mercato, stimato mediante analisi cd di *what if* svolte con l'ausilio del GME. La conclusione del procedimento è attesa entro agosto: a marzo 2026 gli Uffici hanno trasmesso la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, cui la Società ha fatto seguito con apposita memoria difensiva, mentre in data 24 giugno si è tenuta l'audizione finale davanti al Collegio. Contro l'avvio del procedimento sanzionatorio è stato presentato ricorso amministrativo al TAR Lombardia.
- **DSAI 11/2026** (violazioni degli obblighi di trasparenza e divieto di *insider trading* ex artt. 3 e 4 REMIT): avviato nel maggio 2026, il procedimento riguarda tre episodi di presunto ritardo nella pubblicazione di informazioni privilegiate relative all'indisponibilità di impianti di produzione, nonché l'esecuzione di operazioni di mercato antecedenti alla diffusione di tali informazioni.

¹ Regolamento UE n. 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza nei mercati energetici all'ingrosso. La Legge n. 161/2014 (art. 22) ha conferito ad ARERA poteri di vigilanza, indagine e sanzionatori per l'applicazione del REMIT in Italia.

Incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e stato del permitting

Al 30 giugno 2026 gli incentivi erogati dal GSE agli impianti alimentati da fonti rinnovabili del Gruppo A2A sono stati pari a 30 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE	[Mln€]
Feed in tariff	11
Tariffa Omnicomprensiva (TO) e Ritiro Dedicato (RID)	3
Conto Energia (FV)	16
Totale	30

Il **DM FER X Transitorio** (DM 30 dicembre 2024) ha approvato il regime di sostegno alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili mature (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, gas residui): nel 2025 si sono svolte due procedure competitive organizzate dal GSE (di cui una per

sostenere impianti fotovoltaici che non utilizzano componenti cinesi²).

La tabella riporta i nuovi progetti fotovoltaici del Gruppo A2A risultati aggiudicatari in entrambe le procedure.

	Società	Area	Criteri di priorità	Potenza ammessa [kw]	Tariffa ottenuta [€/mwh]	Procedura
188	CR RINNOVABILI CUTRO 1	CUTRO (KR)	AREA IDONEA	7.795	56,993	Transitorio
377	AREN01 S.r.l.	MANTOVA (MN)	AREA IDONEA	8.500	69,992	Transitorio
78	GREEN FROGS CORREGGIO S.r.l.	CORREGGIO (RE)	AREA IDONEA	5.255	72,10	NZIA
427	SPVSUN1 S.r.l. (Gruppo AEB)	FIORANO MODENESE (MO)	RIMOZIONE AMIANTO	2.200	98,94	Transitorio

Il 18 giugno 2026 è stato approvato il **DM FER X a regime** destinato al sostegno di 37,15 GW di nuova capacità rinnovabile entro il 2028. La misura prevede una quota di 10 GW in accesso diretto per impianti di taglia inferiore a 1 MW, mentre per gli impianti sopra 1 MW saranno bandite aste competitive tramite il meccanismo del CfD a due vie prevedendo i seguenti contingenti: 10 GW fotovoltaico, 16,5 GW eolico, 0,63 GW idroelettrico e 0,20 GW gas da depurazione.

Rispetto al DM precedente, i premi fissi zonalı legati all'insolazione (erano pari a +10 €/MWh al Nord e +4 €/MWh al Centro) sono stati sostituiti da coefficienti zonalı applicati ai ribassi d'asta nella formazione delle graduatorie, con l'obiettivo di fornire adeguati segnali locazionali all'installazione. Almeno il 30% della capacità incentivata su base annua dovrà rispettare specifici criteri di condotta responsabile, cibersicurezza, capacità di realizzare progetti nei tempi previsti e resilienza dell'industria europea.

2 Cosiddetta asta NZIA ovvero che utilizza i criteri del *Net-Zero Industry Act*.

In tema di **aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili**, il quadro normativo si è consolidato con il DL 21 novembre 2025, n. 175 (c.d. Transizione 5.0), che ha ricondotto l'intera disciplina nel Testo Unico delle Fonti Rinnovabili (D.Lgs. 190/2024). I nuovi articoli introdotti (artt. 11-bis e seguenti) chiariscono il ruolo delle Regioni che, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del Decreto, devono individuare con propria legge ulteriori superfici idonee, nel rispetto dei principi statali ed al fine di raggiungere gli obiettivi di *burden sharing* al 2030. Ad oggi, le sole Leggi regionali già approvate sono quelle di Lombardia, Abruzzo, Emilia-Romagna e Umbria, mentre le altre Regioni si trovano in fasi diverse, più o meno avanzate, dell'*iter* di approvazione dei rispettivi disegni di Legge (con la Regione Sardegna, in fase di contenzioso attivo).

Il DL 20 febbraio 2026, n. 21 (c.d. DL Bollette), convertito con Legge n. 49/2026, ha introdotto tra le altre cose misure urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche nonché norme per le autorizzazioni di *Data Center* e di sistemi di *Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)*. In particolare, sul tema della saturazione virtuale, ARERA è incaricata di aggiornare le condizioni tecniche, economiche e procedurali per le connessioni alla rete (TICA) di impianti FER e sistemi di accumulo. Le soluzioni di connessione riferite a progetti privi di titolo autorizzativo perdono efficacia, con capacità che viene rimessa a disposizione e riassegnata tramite procedure competitive (*open season*). In parallelo, Terna può rilasciare soluzioni di connessione anche oltre la capacità teorica del punto, con assegnazione della capacità che si consolida in capo ai progetti che completano per primi l'*iter* autorizzativo.

Modulazione straordinaria della generazione rinnovabile

Al fine di gestire le criticità determinate da situazioni di *overgeneration* (e per le preoccupazioni emerse a valle del *blackout* di Spagna e Portogallo del 2025), Terna sta introducendo numerose misure rivolte ai produttori eolici e fotovoltaici per una migliore gestione della generazione da fonte rinnovabile non programmabile e per esercire in sicurezza il sistema elettrico.

È, infatti, necessario che gli impianti si dotino di sistemi sia per monitorare e trasmettere in tempo reale i dati di potenza al gestore di rete sia per limitare la loro produzione su comando esterno. In particolare, in relazione ad impianti fotovoltaici ed eolici, nuovi ed esistenti, con $P \geq 100$ kW e connessi in MT, la Delibera 385/2025/R/eel e s.m.i. ha aggiornato le disposizioni relative alla **procedura RiGeDi**. Nello specifico, il nuovo quadro regolatorio ha previsto l'adeguamento del Controllore Centrale di Impianto (CCI) con attivazione della funzionalità PF2 (per limitazione della potenza da remoto con comando esterno del gestore di rete).

L'adeguamento degli impianti esistenti, per cui è previsto un contributo forfettario, dovrà avvenire entro le seguenti tempistiche: 31 dicembre 2026 per impianti con $P > 1$ MW, 31 dicembre 2027 per impianti con potenza tra 500 kW e 1 MW ed entro il 31 marzo 2028 per impianti con potenza tra 100 kW e 500 kW. In caso di ritardo o di mancato adeguamento alle procedure di distacco i *Balance Responsible Party* dovranno versare a Terna un corrispettivo pari al prodotto (se positivo) tra energia immessa e il P_{MGP} (se l'impianto è in convenzione con il GSE, quest'ultimo ne sospende l'erogazione fino ad avvenuto adeguamento).

Al fine di verificare l'installazione e la funzionalità dei dispositivi necessari ad implementare il distacco da remoto (non in modalità PF2) ARERA ha disposto l'effettuazione di tre verifiche ispettive da effettuarsi entro il 30 giugno 2027 presso produttori elettrici.

9.2

Business Unit Mercato

Nuovo assetto delle tutele elettriche: servizio unico residuale delle tutele graduali ed evoluzione della maggior tutela

Il prossimo 31 marzo 2027 scadrà il periodo di erogazione dei tre Servizi a Tutele Graduali (STG) istituiti allo scopo di garantire una transizione graduale e consapevole verso il mercato libero per piccole imprese, microimprese e clienti domestici non vulnerabili nei confronti dei quali, rispettivamente negli anni 2022, 2023 e 2024, è cessato *ex lege* il diritto ad essere serviti nell'ambito del servizio di maggior tutela.

A2A Energia S.p.A. è risultata aggiudicataria di tutti e tre gli STG e serve attualmente un totale di circa 400.000 clienti elettrici tra domestici e non domestici, privi di un contratto a mercato libero.

Ai sensi del DM MASE 17 maggio 2023 e come confermato dai recenti orientamenti di ARERA:

- **dal 1° aprile 2027 entrerà in operatività un unico servizio di ultima istanza “residuale”,** riconducibile alla funzione originaria di garanzia della continuità di fornitura nei confronti delle tipologie di clienti³ attualmente serviti nei tre STG, ad eccezione dei domestici nel frattempo divenuti vulnerabili⁴ che potranno invece godere del servizio di maggior tutela. L'asta per l'assegnazione di questo nuovo servizio di ultima istanza sarà gestita da Acquirente Unico S.p.A., si terrà entro la fine del 2026 e vedrà l'assegnazione di circa 74 mila clienti (stima ARERA) distribuiti in 6 aree territoriali per un periodo di 3 anni;

- i clienti in STG che ancora non avranno scelto un'offerta sul mercato libero continueranno a essere riforniti dalla medesima società aggiudicataria del STG con l'applicazione dell'offerta di mercato libero più conveniente.

I clienti vulnerabili non contrattualizzati a mercato libero continueranno a essere serviti dagli attuali esercenti la maggior tutela in via transitoria, fino a quando non sarà operativo il servizio di vulnerabilità previsto dall'art. 14 del DL 181/23.

Aggiudicazione del servizio di Fornitura Ultima Istanza gas (FUI) per il periodo 1° ottobre 2025 – 30 settembre 2027

Il FUI è un servizio istituito da ARERA che assicura la continuità della fornitura ai clienti che si trovano senza fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà. A2A Energia S.p.A. è risultata assegnataria del FUI per il periodo 1° ottobre 2025 – 30 settembre 2027, aggiudicandosi 3 lotti per circa 32.000 PdR ed impegnandosi a fornire per l'intera durata del servizio un totale di 375 Mln Smc di gas.

Il valore di aggiudicazione (cd parametro β che rappresenta la variazione di prezzo rispetto alla parte variabile della componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio QVD di cui all'art. 8 del TIVG) è stato pari a: 6,94 c€/Smc per il lotto 1 (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria), 9,96 c€/Smc per il lotto 8 (Campania), 9,31 c€/Smc per il lotto 9 (Sicilia e Calabria).

³ Clienti domestici non vulnerabili e non domestici con punti di fornitura in bassa tensione.

⁴ Il D.Lgs. 210/2021 ha definito vulnerabili i clienti domestici che presentano una delle seguenti condizioni:

- si trovano in condizioni economicamente svantaggiate o versano in gravi condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica (oppure presso i quali sono presenti persone in tali condizioni);
- hanno almeno 75 anni;
- sono soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della Legge 104/1992;
- hanno un'utenza in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- hanno un'utenza in un'isola minore non interconnessa.

Componenti a copertura dei costi di commercializzazione sulla maggior tutela elettrica e sulla tutela gas

Le Delibere 97/2026/R/gas e 218/2026/R/eel hanno aggiornato, rispettivamente, le componenti QVD (periodo: 1° aprile 2026 – 31 marzo 2027) e PCV (periodo: 1° luglio 2026 – 30 giugno 2027). Per quanto concerne il corrispettivo RCVsm (che copre i costi sostenuti dall'esercente la maggior tutela elettrica) nell'area Centro Nord si è registrata una diminuzione di quasi 13 euro/POD.

PCV €/POD/anno	1° Lug 2025 - 30 giu 2026	1° Lug 2026 - 30 giu 2027
POD domestici*	43,50	41,18

* Dal 1° luglio 2024 rientrano nel servizio di maggior tutela solo i clienti domestici vulnerabili

RCV €/POD/anno	1° Lug 2025 – 30 giu 2026		1° Lug 2026 – 30 giu 2027	
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
RCV	38,35	43,15	38,35	42,15
RCVsm*	60,70	61,37	48,02	48,72
RCVi	30,68	34,52	30,68	33,72

* Remunerazione commercializzazione vendita imprese societariamente separate minori (≤ 10 MIO POD)

Qvd	1° Apr 2025 - 31 Mar 2026		1° Apr 2026 - 31 Mar 2027	
	€/Pdr/Anno	c€/Mc	€/Pdr/Anno	c€/Mc
PDR domestico*	57,43	0,7946	55,39	0,7946

* Dal 1° gennaio 2024 rientrano nel servizio di tutela gas solo i clienti domestici vulnerabili

Interventi a tutela dei consumatori

Nel corso del 2026 ARERA ha introdotto numerose disposizioni, la maggior parte delle quali attuative di misure governative, volte a rafforzare le tutele e la consapevolezza dei clienti, principalmente domestici, sul mercato libero. Nello specifico:

- il 1° aprile 2026 sono entrate in vigore le modifiche del Codice di Condotta Commerciale apportate dalla Delibera 386/2025/R/com, volte a dare piena attuazione alle disposizioni sulla trasparenza e confrontabilità delle offerte ai sensi dell’art. 5.1 del DL 19/25. In particolare, l’intervento si è focalizzato sulla razionalizzazione e standardizzazione dei corrispettivi delle offerte di energia elettrica e

gas per i clienti domestici e sull’introduzione di un sistema di notifica obbligatorio in occasione della modifica delle condizioni contrattuali. Successivamente, la Delibera 189/2026/R/com, attuativa delle previsioni del D.Lgs. 3/2026 di recepimento della Direttiva UE 2024/1711 sul *Market design* elettrico, ha introdotto il **divieto per i venditori di recedere anticipatamente o modificare unilateralmente** in modo sfavorevole le condizioni economiche e di durata dei **contratti di energia elettrica a prezzo fisso** e ulteriori obblighi volti a rendere maggiormente consapevoli i clienti circa le offerte sottoscritte e gli strumenti di tutela a cui possono accedere. Infine, con l’obiettivo di supportare i clienti finali di piccole dimensioni nella partecipazione attiva ai mercati energetici e, contemporaneamente, rafforzare ulteriormente le loro tutele, la

Delibera 188/2026/R/com ha avviato un procedimento per la riforma strutturale della regolazione precontrattuale e contrattuale nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale che dovrebbe concludersi entro il 31 dicembre 2026;

- la Delibera 58/2026/R/eel ha previsto a partire dal 1° dicembre 2026 la **riforma dello switching elettrico** che, ai sensi della normativa comunitaria, permetterà ai clienti domestici di esercitare con maggiore frequenza il diritto di scegliere liberamente il proprio venditore, tramite una riduzione del processo tecnico di cambio venditore in 24 ore;
- in attuazione dell'art. 1 del DL 21/26 (DL Bollette):
 - le Delibere 81/2026/R/eel e 148/2026/R/eel hanno disciplinato l'**erogazione del contributo straordinario pari a 115 euro** spettante ai nuclei familiari già titolari di *bonus* sociale per disagio economico elettrico;
 - la Delibera 238/2026/R/eel ha definito le modalità operative per il **riconoscimento di un contributo volontario da parte dei venditori e destinato ai clienti domestici con ISEE fino a 25.000 euro** e che soddisfano specifiche caratteristiche per gli anni 2026 e 2027. A seguito dell'adesione Acquirente Unico S.p.A. rilascia un'attestazione ed aggiorna l'elenco dei soggetti aderenti da inviare ad ARERA per la pubblicazione. A2A Energia S.p.A. ha già dichiarato pubblicamente la propria partecipazione all'iniziativa.

Divieto di *outbound teleselling*

Come previsto dalle modifiche dell'art. 51 del Codice del Consumo (nuovi artt. 8bis,ter,quater), introdotte in sede di conversione in Legge del DL 21/26, **a partire dal 19 giugno 2026 è fatto divieto di effettuare sollecitazioni commerciali per telefono**, anche mediante l'invio di messaggi a consumatori, finalizzate alla proposta o alla conclusione di contratti di fornitura di energia elettrica e gas, pena la nullità del contratto, a meno che vi sia stata una richiesta effettuata direttamente dal cliente al professionista attraverso interfacce informatiche di quest'ultimo oppure nel caso in cui il contatto sia stato effettuato nei confronti dei propri clienti di energia elettrica e gas che abbiano espresso specifico consenso a ricevere proposte commerciali. In caso di controversie il cliente potrà avvalersi del Servizio di Conciliazione di ARERA.

Business Unit Circular Economy

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del ciclo integrato dei rifiuti

Metodo Tariffario Rifiuti per il terzo periodo regolatorio 2026-2029 (MTR-3)

La Delibera 397/2025/R/rif ha approvato MTR-3 per il terzo periodo regolatorio 2026-2029 confermando la struttura generale del metodo e coordinandolo con lo schema tipo del Bando di Gara (ex Delibera 596/2024/R/rif in vigore dal 1° gennaio 2026). La Delibera 480/2025/R/rif ha determinato i WACC per il periodo 2026-2029, fissandoli pari al 5,9% per il servizio di igiene urbana e pari al 6,1% per il servizio di trattamento.

Regolazione del trattamento: identificazione degli impianti “minimi” e “aggiuntivi”

ARERA ha introdotto una regolazione asimmetrica per gli impianti di trattamento, prevedendo che siano qualificati “minimi”, “aggiuntivi” o “integrati” dagli organismi competenti (le Regioni o enti da loro delegati), tenuto conto del grado di integrazione del Gestore e della struttura del mercato di riferimento. Sono, pertanto, sottoposti a regolazione tariffaria solo gli impianti “minimi” o “integrati” mentre gli “aggiuntivi” operano a libero mercato e sono soggetti ad obblighi di trasparenza.

In coerenza con i criteri indicati nel Piano Nazionale Gestione Rifiuti (PNGR) gli impianti “minimi” sono quelli ritenuti indispensabili nella misura in cui offrono capacità in un mercato con rigidità strutturali, caratterizzato da un forte e stabile eccesso di domanda e da un limitato numero di operatori. La qualifica di impianto “minimo” o “aggiuntivo” ha durata biennale.

Nella tabella le decisioni assunte dagli organismi competenti e rilevanti per gli Impianti del Gruppo:

Regione	Atto deliberativo	Decisione
Lombardia	Delibera della Giunta Regionale XII/2373 del 20 maggio 2024*	Gli impianti di trattamento della frazione indifferenziata e della FORSU sono “aggiuntivi” ad esclusione di quelli integrati
Piemonte	Nota della Direzione Ambiente, Energia e Territorio, Settore Servizi Ambientali del 24 maggio 2024*	Gli impianti di trattamento della frazione indifferenziata e della FORSU sono “aggiuntivi”
Campania	Delibera della Giunta Regionale n. 255 del 28 maggio 2026	La Regione ha identificato gli impianti di chiusura del ciclo “minimi” e gli impianti “intermedi”. Tra i “minimi” rientra il TMV di Acerra, mentre tra gli “intermedi” il TMB di Caivano, entrambi gestiti da A2A Ambiente S.p.A.

* al momento non risultano ancora deliberati gli atti di classificazione degli impianti per il biennio 2026-2027

Regolazione della qualità contrattuale per il servizio di igiene urbana (TQRIF) e regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani (RQTR)

La Delibera 374/2025/R/rif ha aggiornato il “Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani” (TQRIF) e approvato la regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani (RQTR) integrando le disposizioni della Delibera 387/2023/R/rif.

Il TQRIF definisce un set di obblighi di qualità contrattuale e tecnica minimi ed omogenei per tutte le gestioni afferenti alla fase di igiene urbana, affiancati da indicatori di qualità e relativi *standard* generali differenziati per schemi regolatori. Gli schemi regolatori sono individuati dagli ETC in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza della gestione e dalle prestazioni previste nel Contratto di servizio e/o nella Carta della Qualità di ciascun affidamento. La maggior parte dei Comuni gestiti dal Gruppo A2A sono inseriti in Schema I.

L’RQTR prevede il calcolo e il monitoraggio di numerosi indicatori relativi all’efficienza e alla qualità della raccolta differenziata e all’affidabilità degli impianti di trattamento, oltre alla definizione di tre macro-indicatori (R1, R2 e R3) che si ripropongono di misurare:

- R1: Efficacia dell’avvio a riciclaggio degli imballaggi;
- R2: Efficacia dell’avvio a riciclaggio della frazione organica;
- R3: Efficienza tecnico-ambientale della gestione complessiva dei rifiuti urbani (dal 2028).

I macro-indicatori R1 e R2 avranno anche impatto sulla determinazione di alcune componenti tariffarie previste da MTR-3.

Istituzione di sistemi di perequazione e del *bonus* sociale anche nel settore dei rifiuti

Nel settore dei rifiuti urbani sono state istituite 3 componenti perequative applicate alla TARI:

- UR1 a copertura dei costi di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati in mare e dei rifiuti volontariamente raccolti, pari a 0,10 €/utenza;
- UR2 a copertura delle agevolazioni riconosciute per eventi eccezionali e calamitosi, pari a 1,50 €/utenza;
- UR3, a copertura delle agevolazioni riconosciute ai beneficiari del *bonus* sociale rifiuti pari a 6 €/utenza.

La Delibera 355/2025/R/rif ha definito le modalità operative di erogazione del *bonus*, riconosciuto ai nuclei familiari in condizione di disagio economico e quantificato nella misura del 25% della TARI/tariffa corrispettiva dell’anno di agevolazione ed erogato come sconto sulla TARI/tariffa dell’anno successivo. I *bonus* 2025 verranno quindi erogati agli aventi diritto entro il 30 giugno 2026.

Il quadro di incentivazione per la produzione di biometano

Il DM MiTE 15 settembre 2022 ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione per la produzione di biometano, da utilizzare nei trasporti ed in altri usi, caratterizzato da contingenti e procedure competitive organizzate dal GSE aventi ad oggetto un CfD a due vie. Ai progetti viene, inoltre, riconosciuto un contributo in conto capitale fino al 40% dei costi, utilizzando i fondi PNRR.

Il DM prevedeva un contingente di 257.000 Smc/h, di cui risultano assegnati circa 245.000

Smc/h. In questo quadro, 9 impianti aggiudicatari sono appartenenti al Gruppo A2A.

Società	Area	Intervento	Capacità produttiva	Procedura
AGRIPOWER S.P.A	SAN FIORANO (LO)	RICONVERSIONE	500 Smc/h	III
AGRIPOWER S.P.A	LIVORNO FERRARIS (VC)	RICONVERSIONE	500 Smc/h	III
SCALENGHE BIOGAS SOCIETÀ AGRICOLA	TORINO (TO)	RICONVERSIONE	400 Smc/h	III
SAN QUIRICO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	SISSA TRECASALI (PR)	RICONVERSIONE	400 Smc/h	IV
AGRIPOWER S.P.A	CORTONA (AR)	RICONVERSIONE	400 Smc/h	IV
IUMAGAS BIOENERGY SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	SUNO (NO)	RICONVERSIONE	500 Smc/h	IV
BIOMAX SOC. AGR. A R.L.	CORIANO (RN)	RICONVERSIONE	500 Smc/h	IV
MARSICA AGROENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	CEANO (AQ)	RICONVERSIONE	500 Smc/h	V
TORRE ZUINA ENERGY SOCIETÀ AGRICOLA A R.L.	TORVISCOSA (UD)	RICONVERSIONE	500 Smc/h	V

Per alcuni progetti della V procedura, inclusi i due del Gruppo A2A, il riconoscimento del contributo in conto capitale è stato subordinato al reperimento di ulteriori risorse in ambito PNRR: a tal fine sono stati riallocati 2,2 miliardi di euro alla misura “Sviluppo Biometano” ed è stata prevista la possibilità di completare gli interventi anche oltre il termine originariamente fissato al 30 giugno 2026. Con l’art. 27 del DL 19/2026 sono state confermate le principali scadenze: la stipula degli accordi di concessione dovrà avvenire entro il 30 giugno 2026 e gli impianti beneficiari sono tenuti ad entrare in esercizio entro 24 mesi dalla data di comunicazione dell’accordo stesso.

Il DL 21/26 (c.d. DL Bollette) è intervenuto anche sul quadro delle **Garanzie di Origine (GO) del biometano** per i settori industriali *hard to abate*. In coerenza con gli aggiornamenti già introdotti dal Decreto direttoriale n. 155 del 13 maggio 2025 del MASE, la nozione di autoconsumo è stata estesa anche a utilizzi effettuati presso siti diversi da quello di produzione, inclusi i casi di clienti industriali aggregati. Tale possibilità è subordinata alla stipula di specifici contratti di compravendita che garantiscano un prezzo nullo

per le GO e vietino espressamente qualunque trasferimento, anche indiretto, del loro valore economico su altre componenti del prezzo. I contratti devono esplicitare in modo puntuale le singole voci di costo e l’utilizzo del biometano incentivato per consumi in siti diversi è limitato al 35% del fabbisogno dei clienti finali interessati.

Introduzione dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) per impianti a biogas e a biomasse

Il meccanismo dei PMG, operativo a partire da settembre 2024, ha trovato applicazione per tre impianti del Gruppo A2A, che hanno optato per la rinuncia ai precedenti incentivi beneficiando dell’applicazione retroattiva a decorrere da gennaio 2024.

Il DL 21/26 ha riformato il meccanismo per il periodo 1° aprile 2026 – 31 dicembre 2037, prevedendo una progressiva riduzione del sostegno fino all’azzeramento entro il 2030,

in coerenza con un tetto di spesa sugli oneri generali di sistema e salvaguardando, fino a naturale scadenza, gli impianti che hanno rinunciato agli incentivi preesistenti. Il riconoscimento non è più basato sulla produzione effettiva, ma su un numero massimo di ore equivalenti semestrali definito dal GSE, che monitora l'andamento dei costi e, in caso di superamento dei limiti di spesa, procede alla riduzione delle ore secondo criteri di priorità. In tale contesto, l'Autorità ha avviato con Delibera 174/2026/R/eel una consultazione postuma sul meccanismo, con prime stime per il 2026 che escludono, allo stato attuale, restrizioni alla produzione, pur in presenza di un monitoraggio continuo.

DM MASE 59/2023 e successivi decreti attuativi: il nuovo Registro Elettronico Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI)

Il RENTRI ha introdotto nuovi adempimenti a carico dei soggetti obbligati, finalizzati a garantire una più efficace tracciabilità dei processi connessi alla gestione dei rifiuti, attraverso la progressiva digitalizzazione e standardizzazione delle procedure.

Il DM ha previsto numerosi adempimenti già dal febbraio 2025 tra cui: l'obbligo di iscrizione, la tenuta dei registri in modalità digitale da sottoscrivere con specifica firma digitale, la trasmissione dei dati al RENTRI tramite l'utilizzo del sistema di interoperabilità, la gestione delle rettifiche. Le suddette attività hanno comportato, oltre alla ridefinizione dei relativi processi, l'implementazione di specifiche conversioni mirate al recepimento dei nuovi *standard* di classificazione introdotti.

Dal 13 febbraio 2026 era previsto l'utilizzo esclusivo del Formulario di Identificazione dei Rifiuti (FIR) in modalità digitale, destinato a sostituire progressivamente il corrispondente documento cartaceo per i soggetti coinvolti nel trasporto e nella gestione dei rifiuti. Su

questo tema il Decreto Milleproroghe 2026 (Legge n. 26/2026) ha introdotto importanti novità, estendendo i tempi di tolleranza per gli operatori. L'obbligo di utilizzare esclusivamente il Formulario di Identificazione del Rifiuto in formato digitale è stato infatti prorogato al 15 settembre 2026; fino ad allora, le imprese possono continuare ad utilizzare in via alternativa il FIR in formato cartaceo e, fino al 15 settembre 2026, non saranno applicate sanzioni per errori o omissioni nella trasmissione telematica dei dati relativi ai formulari, garantendo così una fase di tolleranza. Slitta anche il termine a decorrere dal quale la disponibilità di sistemi di geolocalizzazione sui mezzi di trasporto dei rifiuti pericolosi costituisce requisito di idoneità tecnica per l'iscrizione all'Albo Nazionale Gestori.

D. Lgs. 81/2026

Il Decreto attua la Direttiva UE sulla tutela penale dell'ambiente, rafforzando il contrasto alla criminalità ambientale attraverso nuovi reati, nuove definizioni giuridiche, l'estensione della responsabilità 231 e modifiche alla Disciplina sulla gestione illecita dei rifiuti.

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

Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il IV periodo regolatorio 2024-2029

La Delibera 582/2025/R/idr ha definito i criteri per il primo aggiornamento biennale delle tariffe, confermando la struttura generale del metodo (Delibera 639/2023/R/idr) e coordinandolo con lo schema tipo di Bando di Gara (ex Delibera 347/2025/R/idr in vigore dal 1° gennaio 2026). Il provvedimento aggiorna anche il tasso di copertura degli oneri finanziari e fiscali al 6,06% (più un *extra* pari al 1% per i nuovi investimenti) per il biennio 2026-2027.

Il metodo di contabilizzazione a bilancio del SII prevede l'iscrizione del Vincolo ai Ricavi (VRG)

calcolato per l'anno, comprensivo anche di eventuali importi sopra il *cap* tariffario, con una correzione (i.e. *adjusted*) per alcune componenti di costo. L'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2026-2027 è in corso e si completerà entro ottobre 2026.

Lereti S.p.A.: stato del contenzioso sulle partite pregresse nell'ambito Como

La Delibera n.52/2021 dell'EGA di Como aveva riconosciuto a Lereti S.p.A. 15,3 milioni di euro a titolo di partite pregresse relativamente al biennio 2010-2011 ma non aveva accolto l'istanza della società per il riconoscimento di tali partite anche per il periodo 2001-2009 né la rivalutazione monetaria delle stesse. A seguito del ricorso di Lereti S.p.A., con Sentenza n. 1708/2023, il TAR ha riconosciuto il diritto di Lereti S.p.A. all'applicazione del deflatore e degli interessi moratori sulle partite pregresse 2010-2011 e al riequilibrio economico-finanziario sul periodo 2001-2009 dietro istanza da presentare all'EGA ai sensi dell'art. 29 della Convenzione di regolazione dei rapporti tra l'Ufficio d'Ambito e Lereti S.p.A..

L'EGA di Como, con successive delibere, ha accolto in maniera parziale le richieste di Lereti S.p.A. per il periodo 2010-2011 (riconoscendo solo gli interessi di mora ma non l'applicazione del deflatore) e ha ritenuto che non vi fosse riscontro in merito all'esistenza di uno squilibrio economico-finanziario nel periodo oggetto di analisi 2001-2009.

La Sentenza del Consiglio di Stato n.10181/2024 ha inizialmente accolto l'appello proposto dall'EGA di Como respingendo il primo ricorso proposto da Lereti S.p.A. avverso la Delibera n.52/2021 e non ha ritenuto meritevole di accoglimento l'appello proposto dalla Società relativamente al riequilibrio economico-finanziario del periodo 2001-2009. Lereti S.p.A. ha impugnato la suddetta Sentenza mediante ricorso per revocazione dinnanzi allo stesso Consiglio di Stato, per un errore risultante dagli atti operato dal medesimo Consiglio di Stato. Per tale ricorso il Consiglio di Stato ha pronunciato

sentenza di revocazione della Sentenza n. 10181/2024, disponendo con separata ordinanza il rinvio pregiudiziale avanti la Corte di Giustizia della UE.

Con Sentenza n.3259 del 13 ottobre 2025 il TAR ha disposto che a Lereti S.p.A. spetti la rivalutazione monetaria delle partite pregresse. Con Delibera n.54/2025 l'EGA ha ottemperato alla sentenza TAR, senza prestare acquiescenza, riconoscendo la rivalutazione monetaria del valore delle partite pregresse fino alla data dell'effettivo incasso, oltre all'applicazione degli interessi legali. In data 9 gennaio 2026, l'Ufficio d'Ambito ha notificato il ricorso avverso alla sentenza.

Lereti S.p.A.: cessione delle gestioni in scadenza a Como Acqua S.r.l. nell'ambito Como

Lereti S.p.A. ha presentato all'EGA e al **Comune di Brunate** una proposta di anticipo della scadenza della concessione, prevista per il 31 dicembre 2028, allineandola a quella del **Comune di Como** prevista per il 31 dicembre 2026. La Delibera n. 4/2026 dell'Ufficio d'Ambito ha approvato il VR provvisorio al 31 dicembre 2024 per i Comuni di Como e Brunate e pari a 56,8 milioni di euro. Tale importo dovrà essere rettificato in sede di approvazione del VR definitivo per circa 1,1 milioni di euro, in quanto già riconosciuti tariffariamente fino al 31 dicembre 2024, oltre al valore di eventuali cespiti che non dovessero essere ceduti a Como Acqua S.r.l. alla data di subentro.

Lereti S.p.A.: cessione delle gestioni in scadenza ad Alfa S.r.l. nell'ambito Varese

Lereti S.p.A. ha iniziato le procedure per la cessione al Gestore Alfa S.r.l. dei quattro comuni scaduti al 31 dicembre 2024 in provincia di Varese (Azzate, Luvinate, Casciago e Barasso) e ha presentato all'EGA la proposta di valorizzazione del VR. Con Delibera del CdA n.43 del 27 novembre 2025 l'EGA di Varese ha determinato il VR dei cespiti realizzati da Lereti S.p.A. nei quattro comuni scaduti, quantificandolo pari a 3.577.842 €.

A seguito delle difficoltà evidenziate da Alfa S.r.l. relativamente ai subentri, in data 1° dicembre 2025 Alfa S.r.l. e Lereti S.p.A. hanno trasmesso all'Ufficio d'Ambito di Varese una proposta congiunta per convergere alla data unica di subentro del 31 dicembre 2032 per tutte le 34 concessioni in salvaguardia, comprese quelle dei quattro Comuni scaduti. Con Delibera del CdA n. 46 del 29 dicembre 2025 l'EGA di Varese ha espresso avviso favorevole rispetto alla proposta condivisa di trasferimento di tutti i comuni in un'unica soluzione. È atteso il passaggio finale della rimodulazione delle scadenze da parte del Consiglio Provinciale contestualmente all'approvazione tariffaria per il biennio 2026-2027 prevista entro il 31 ottobre 2026.

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del Teleriscaldamento

In sede di conversione in legge del DL 24 febbraio 2023, n. 13, è stato modificato l'art. 10, comma 17, lettera e), del D.Lgs. 102/2014, ampliando le competenze di ARERA sul settore del teleriscaldamento con l'introduzione di una regolazione tariffaria *cost reflective*⁵.

La Delibera 580/2025/R/tlr ha prorogato anche per il 2026 il **metodo tariffario transitorio del TLR**, confermando l'approccio del costo evitato gas - che rappresenta il vincolo ai ricavi degli operatori - ma introducendo le seguenti novità⁶:

- superamento del divieto di incremento dei prezzi con possibilità di aumentare le tariffe fino al 2% per le reti qualificate come efficienti ai sensi delle norme vigenti;
- verifiche infrannuali del vincolo ai ricavi: obbligo di monitoraggio e adeguamento per

ogni aggiornamento dei parametri tariffari (e almeno trimestralmente) del vincolo tramite un nuovo parametro σ al fine di minimizzare gli scostamenti tra vincolo e ricavi effettivi;

- modalità di gestione delle eccedenze registrate nell'anno t-2: eventuali ricavi superiori al vincolo registrati nell'anno t-2 saranno detratti dal vincolo dell'anno t;
- modifiche alla clausola di salvaguardia: possibilità di effettuare un'istanza all'Autorità per richiedere la modifica del coefficiente di riduzione dei prezzi ante regolazione, posto pari a 0,9 in continuità con i metodi precedenti, fino ad un valore massimo di 1.

Per quanto attiene le società del Gruppo A2A non si segnalano impatti economici significativi dato che i loro ricavi si posizionano al di sotto del vincolo tariffario, ad eccezione del Gruppo Acinque le cui società stanno procedendo alle restituzioni ai clienti finali.

La Delibera 546/2025/R/tlr ha aggiornato i seguenti testi integrati della regolazione: TIMT (Testo Integrato Misura Teleriscaldamento), TUAR (Testo Unico Allacci e Recessi), TUD (Testo Unico Dimensionale), RQCT (Regolazione Qualità Commerciale Teleriscaldamento), con impatti economici trascurabili per il Gruppo.

Il **DM OIERT** (DM MASE 15 aprile 2026) disciplina le modalità di attuazione dell'**obbligo di incremento della quota di energia rinnovabile termica al 2030** per le società che vendono calore ad uso riscaldamento e raffrescamento in quantità superiori a 500 TEP annui. Sono, inoltre, declinate le modalità di gestione e verifica del rispetto dell'obbligo e di ripartizione dei relativi costi a carico dei soggetti obbligati, nonché le modalità di versamento di un contributo compensativo in caso di mancato rispetto

⁵ Il D.Lgs. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica aveva già attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure su aspetti non di tipo tariffario, tra cui: la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, diritto di recesso, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore.

⁶ Il metodo transitorio è in vigore dal 2024 ed è basato sulla definizione di un vincolo ai ricavi calcolato, per le aree metanizzate, secondo il principio del costo evitato di una caldaia a gas, aggiornato mensilmente secondo i parametri ARERA. Per il calore generato da fonti diverse dal metano (i.e. termovalorizzazione) è stato definito un cap di 10 €/GJ sulla componente gas. È infine prevista una clausola di salvaguardia che limita l'eventuale restituzione dei ricavi eccedenti il vincolo al 10% dei ricavi convenzionali ricalcolati. La Delibera 597/2024/R/tlr ha prorogato il metodo transitorio anche al 2025, introducendo alcune modifiche: è stata prevista una premialità ambientale, calcolata come differenza tra le emissioni di CO₂ di una caldaia a gas con rendimento standard (225 Kg/MWh) e le emissioni di ogni rete TLR, valorizzate a 65 €/Ton CO₂ ma con un cap di 9 €/MWh al valore massimo del beneficio ambientale.

dell'obbligo, l'istituzione e le modalità di utilizzo di un Fondo per la promozione delle fonti rinnovabili termiche istituito presso la CSEA.

L'obbligo al 2030 è determinato in funzione della quota iniziale di energia termica rinnovabile presente nella *baseline*: l'incremento richiesto varia da un massimo dell'8,3% per gli operatori con una *baseline* FER pari allo 0%, fino a un minimo dello 0,8% per gli operatori con una *baseline* FER pari al 90%. Gli operatori che presentano già una quota di energia termica da FER superiore al 90% sono esentati. I soggetti

obbligati che risultino inadempienti, in tutto o in parte, sono tenuti al versamento di un contributo compensativo alla CSEA determinato sulla base del valore addizionale del TEP relativo alla mancata produzione di energia rinnovabile rispetto a quella dovuta nel periodo di obbligo.

In attuazione dell'art. 1 del DL 21/2026 (cd DL Bollette) la Delibera 185/2026/R/com ha **avviato il procedimento per il riconoscimento del *bonus sociale*** anche per gli utenti domestici del teleriscaldamento che si trovano in condizioni economico-sociali disagiate.

9.4

Business Unit Smart Infrastructures

Proroga per il biennio 2026-2027 della regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale definita per gli anni 2020-2025

La Delibera 570/2019/R/gas contenente la regolazione tariffaria della distribuzione e misura gas per il periodo 2020-2025 è stata oggetto di un lungo contenzioso con gli operatori conclusosi con l'annullamento delle sue parti relative alla fissazione del livello iniziale e successivo aggiornamento dei corrispettivi parametrici unitari dei ricavi ammessi a copertura dei costi operativi della distribuzione e alla loro sostituzione con nuove misure coerenti con le indicazioni del giudice amministrativo. La Delibera 87/2025/R/gas ha conseguentemente applicato la nuova metodologia tariffaria rideterminando in aumento i corrispettivi tariffari parametrici unitari a copertura dei costi operativi della distribuzione per gli anni 2020-2025. L'impatto economico-finanziario di tale misura si esaurirà entro il 31 dicembre 2026, con la regolazione dei saldi di perequazione 2025.

Successivamente la Delibera 532/2025/R/gas ha prorogato le disposizioni tariffarie vigenti anche per il biennio 2026-2027, modificando

solo alcuni parametri tariffari come l'*X-Factor* (posto pari al 0% per distribuzione, misura e commercializzazione), il costo *standard* unitario riconosciuto per gli *smart meter* gas e i fattori di modulazione utilizzati per il rilascio dello *stock* di contributi c.d. congelati. Anche le tariffe 2026 pertanto risentono della rideterminazione del livello iniziale dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi della distribuzione gas effettuata con la Delibera 87/2025/R/gas.

Sono, inoltre, state enunciate alcune prime misure finalizzate al riconoscimento dei costi operativi connessi agli obblighi introdotti dal Regolamento (UE) 2024/1787 (emissioni di metano).

In base a tale regolazione la Delibera 574/2025/R/gas ha approvato le tariffe obbligatorie applicabili agli utenti per l'anno 2026.

Tariffe di riferimento provvisorie 2026 per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale

La Delibera 143/2026/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2026 calcolate applicando un tasso di remunerazione degli investimenti (WACC) pari al 5,9%.

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2026 (Mln€)

Elementi	Unareti S.p.A.	ASVT S.p.A.	RetiPiu S.r.l.	Gruppo Acinque	Totale
Capitale Centralizzato	37,00	1,2	13,4	12,1	63,7
RAB Distribuzione	800,0	13,1	172,4	175,9	1.161,4
RAB Misura	84,9	1,6	34,4	35,5	156,4
Totale	921,9	15,9	220,2	223,5	1.381,5

Progetti pilota nel settore della distribuzione del gas naturale

La Delibera 404/2022/R/gas ha stanziato 35 milioni di euro per progetti pilota relativi ad usi innovativi dell'infrastruttura di distribuzione gas. La Delibera 590/2023/R/gas ha approvato la

graduatoria dei progetti presentati ed ammissibili all'incentivazione mentre la Delibera 144/2026/R/gas ha prorogato dal 31 dicembre 2026 al 30 giugno 2027 la fase di esercizio sperimentale per tutti i progetti. I progetti ammessi alla sperimentazione presentati dai distributori del Gruppo A2A sono i seguenti:

Titolo Progetto	DSO	Ambito Progettuale	Totale Contributo erogabile €	I° acconto 30% - Delibera 147/2024/R/gas €	II° acconto 40% - Del. 433/2025/R/gas €
SMART GAS GRID: Gestione Dinamica Pressioni di rete	Unareti	Riduzione emissioni fuggitive di metano variando i parametri caratteristici della pressione di esercizio della rete in funzione dell'andamento della domanda	925.328	277.598	370.131
Recupero energia: Turboespansori Macconago	Unareti	Integrazione con turboespansori delle linee di laminazione della cabina Remi, per recuperare l'energia dissipata dalla decompressione del gas	1.031.182	309.355	412.473
RetiPiù Smart Meno CO₂	Retipiù	Riduzione emissioni fuggitive da condotte interrate, grazie alla loro individuazione preventiva sfruttando la protezione catodica e analisi vibro-acustica	1.776.519	532.956	710.608
Totale			3.733.029	1.119.909	1.493.212

Quadro regolatorio della misura del gas naturale

Negli ultimi anni la regolazione dell'attività di misura del gas naturale ha subito una notevole evoluzione finalizzata ad incentivare, tramite un complesso sistema di obblighi e penali in capo agli operatori, l'aumento della disponibilità, della granularità e della qualità dei dati di misura su cui basare i processi commerciali del settore. I perimetri su cui ARERA è intervenuta sono i seguenti:

- **Trasporto: misura ai punti di interconnessione tra reti di trasporto e reti di distribuzione (c.d. citygate) nonché clienti direttamente connessi alle reti di trasporto** (Delibera 512/2021/R/gas – RTMG): responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*, requisiti minimi ed ottimali di carattere

impiantistico, prestazionali e manutentivi, nonché livelli di qualità commerciale dell'attività di misura e articolato sistema di penali ed indennizzi finalizzato a stimolare interventi di adeguamento degli impianti di misura, con conseguente miglioramento della *performance*.

- **Distribuzione:**

- **Misura presso i clienti finali connessi alle reti di distribuzione del gas naturale** (Delibera 269/2022/R/gas): disposizioni in materia di tempistiche di lettura degli *smart meter* di qualunque calibro (mensile) e di invio di tali dati al SII di Acquirente Unico S.p.A. e un articolato sistema di indennizzi a favore sia dei clienti finali che degli utenti della distribuzione legati alla qualità del dato e alla puntualità nella sua messa a disposizione.
- **Meccanismo incentivante la riduzione del c.d. Delta IN-OUT** (Delibera 386/2022/R/

gas): meccanismo di responsabilizzazione delle imprese distributrici nel contenimento della differenza tra il gas immesso nelle loro reti misurato presso la cabina Re.Mi (*citygate*) e il gas prelevato presso i PdR dei clienti finali/punti di interconnessione con altre reti (c.d. Delta IO).

A fronte degli interventi appena descritti, ARERA è intervenuta anche sul processo di *settlement* gas che utilizza i dati di misura per attribuire correttamente le quantità di gas trasportato e riconsegnato ai relativi utenti del Bilanciamento:

- **Processo di Settlement Gas** (Delibera 555/2022/R/gas): meccanismo di penalizzazione finalizzato ad incentivare la celere rettifica, da parte dei distributori, dei dati di misura dei prelievi che non hanno superato la verifica di coerenza effettuata dal SII nell'ambito delle sessioni di bilanciamento o aggiustamento (c.d. sterilizzazioni).

Ricavi ammessi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2026-2027

La Delibera 139/2023/R/gas ha approvato la regolazione tariffaria per l'attività di trasporto del gas naturale per il VI periodo regolatorio 2024-2027, introducendo i principi del ROSS - Regolazione per Obiettivi di Spesa e

Servizio definiti dal TIROSS. Poiché nel nuovo meccanismo i ricavi ammessi definitivi possono differire dai ricavi di riferimento per il calcolo dei corrispettivi tariffari, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni finalizzate a minimizzare tali differenze tramite un meccanismo di acconto/ conguaglio tra ricavi ammessi aggiornati e quelli di riferimento utilizzati per la definizione dei corrispettivi tariffari applicati agli utenti del trasporto.

Nell'ambito di tale quadro, la Delibera 191/2026/R/gas ha approvato i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas per il 2027 e di rideterminazione di quelli relativi al 2025. A tal fine è stato applicato un WACC pari al 5,5% (in via provvisoria per l'anno 2027 e definitiva per l'anno 2026).

I ricavi di riferimento 2026 e 2027 già approvati risentiranno dell'applicazione *ex-post* delle nuove logiche tariffarie ROSS. In particolare, ai fini del calcolo dei ricavi ammessi definitivi, al posto dei dati stimati saranno utilizzati: (i) il *Fast Money* effettivo dell'anno t, derivante dalla ripartizione della spesa totale effettiva (*Opex+Capex*) dell'anno t stesso con il tasso di capitalizzazione regolatorio e (ii) lo *Slow Money* effettivo dell'anno t-1, derivante dalla ripartizione della spesa totale (*Opex+Capex*) dell'anno t-1 con il tasso di capitalizzazione regolatorio. I ricavi ammessi 2027 risentiranno inoltre del meccanismo incentivante la corretta stima dell'ammontare del *capex spending* annuo.

Valore della RAB di Retragas S.r.l. sottesa ai ricavi di riferimento per il calcolo dei corrispettivi tariffari 2027 e 2026

RAB	Tariffe 2027 [Mln€]	Tariffe 2026 [Mln€]
RAB Trasporto	65,9	62,4
RAB Misura	2,9	2,0
Totale RAB	68,8	64,4

Concessioni per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica: alcune novità

Ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs 79/99, il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è svolto sulla base di concessioni trentennali rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico (oggi MASE) con riferimento al territorio comunale. Per i distributori già operanti è stato previsto un regime transitorio, con concessioni valide fino al 31 dicembre 2030. Alla scadenza, le nuove concessioni avrebbero dovuto essere affidate mediante procedure di gara, secondo modalità da definire con apposito Regolamento MASE.

La Legge di Bilancio 2025 (art. 1, commi 50-53) è intervenuta sulla materia prevedendo che il MASE, di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), su proposta di ARERA e previa intesa, per gli aspetti di competenza, in sede di Conferenza unificata, e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, predisponga, entro giugno 2025, un DM per definire i termini e le modalità per la presentazione, da parte dei concessionari, di piani straordinari di investimento pluriennali finalizzati a migliorare la qualità e la sicurezza del servizio, nonché i criteri per la valutazione ed approvazione degli stessi da parte del Ministero.

La Legge prevede che, in caso di approvazione del piano, la concessione sia rimodulata fino ad un massimo di 20 anni (portando la scadenza al più tardi fino al 2050), a fronte del versamento di un importo a favore del soggetto concedente, il cui ammontare sarà calcolato secondo le disposizioni di cui al citato DM ed incluso nel capitale investito tariffario e valorizzato allo stesso tasso definito per gli investimenti.

La Delibera 392/2025/R/eel ha approvato la proposta da trasmettere al MASE, prevedendo piani quinquennali presentabili in due finestre temporali e criteri di valutazione degli stessi basati sull'incremento degli investimenti rispetto alla media 2020-2024, modulato in base ad uno specifico indicatore detto *livello degli investimenti* calcolato come rapporto tra l'ammontare degli investimenti annui e la quota di ammortamento annua: se tale indicatore risulta maggiore di 1, l'incremento richiesto sarà pari al +10/20%, in caso contrario, invece, al +20/35%. L'Autorità ha, inoltre, proposto un periodo di rimodulazione pari ad almeno 10 anni a decorrere dal 2030 uguale per tutti i distributori e l'eliminazione o, in subordine, la minimizzazione dell'importo dovuto al concedente, al fine di tutelare gli utenti e destinare maggiori risorse agli investimenti.

Al momento il MASE non ha ancora adottato il DM previsto dalla Legge di Bilancio 2025.

Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per gli anni 2024-2027

A partire dal 2024 alle imprese di distribuzione di energia elettrica che servono più di 25.000 utenti si applica la regolazione tariffaria ROSS-base (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio), così come definita dal TIROSS e specificamente declinata per l'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica dal TIT e TIME e validi per il periodo 2024 - 2027. Le principali caratteristiche del metodo tariffario ROSS sono: (i) focalizzazione sul singolo soggetto giuridico, (ii) utilizzo della spesa totale annua effettivamente sostenuta (costi operativi + investimenti) e (iii) utilizzo dei nuovi parametri tariffari "tasso di capitalizzazione regolatorio" e "baseline di costo operativo".

Il tasso di capitalizzazione regolatorio permette la suddivisione pro-forma della spesa totale effettiva in (i) *Slow Money* e (ii) *Fast Money*:

- la quota *Slow Money*, che può potenzialmente differire dall'importo degli investimenti effettivamente contabilizzati nell'anno, va ad incrementare il capitale investito regolatorio che poi, ammortizzato con le vite utili regolatorie e rivalutato con il deflatore degli investimenti lordi, genera la quota di remunerazione (tramite WACC) e la quota ammortamento inclusa nei ricavi ammessi;
- la quota *Fast Money* è destinata alla copertura dei costi operativi effettivi ammissibili ai fini regolatori, esclusi quelli non efficientati (c.d. "on top", oggetto di pieno riconoscimento).

Inoltre, al fine di incentivare all'efficienza, il ROSS-base prevede una "menu regulation" che permette all'operatore di accedere, per un periodo dalla durata predefinita, ad uno

schema incentivante a basso o alto potenziale (rispettivamente SBP e SAP) in base al quale lo stesso trattiene una quota più o meno alta dell'eventuale (in)efficienza derivante tra il confronto, su base annua, tra la spesa totale effettiva e la *baseline* di spesa definita dal regolatore ed aggiornata utilizzando il tasso di inflazione annuo e un tasso di efficientamento (diverso tra SAP e SBP) nonché – qualora ne ricorrano le circostanze – di tassi di variazione per tener conto di eventi eccezionali (Y-Factor) e dell'incremento del livello di spesa operativa derivante dagli investimenti connessi alla transizione energetica o a variazioni del perimetro di attività svolte per l'erogazione dei servizi regolati (Z-Factor).

In base a tale regolazione, la Delibera 575/2025/R/eel ha approvato le tariffe obbligatorie applicabili agli utenti per l'anno 2026.

Tariffe di riferimento provvisorie 2026 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica

La Delibera 224/2026/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2026 per i distributori soggetti al metodo ROSS, approvando contestualmente i nuovi tassi di capitalizzazione nozionali da utilizzare per la determinazione delle quote *slow money* relative alle tariffe di riferimento per gli anni 2026-2027, calcolati secondo le disposizioni del TIROSS così come da ultimo aggiornato dalla Delibera 390/2025/R/eel.

Le Tariffe provvisorie sono state calcolate utilizzando un tasso di remunerazione degli investimenti (WACC) pari al 5,6%.

Valore della RAB ELETTRICA sottesa alle tariffe provvisorie 2026 (Mln di euro)

	Unareti S.p.A.	Duereti S.r.l.	RetiPiù S.r.l.	Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.	Totale
RAB Distribuzione	1.242,9	457,8	35,5	27,8	1.764,0
RAB Misura (solo BT, esclusi 2G)	19,8	1,5	0,5	0,5	22,3
Totale	1.262,7	459,3	36,0	28,3	1.786,3

DL Bollette: attuazione delle misure di competenza delle imprese di distribuzione e misura dell'energia elettrica

La Delibera 91/2026/R/eel attua le disposizioni di cui all'articolo 2 del DL 20 febbraio 2026 n. 21 (DL Bollette) che impongono l'allineamento – a partire dalle fatture emesse nel mese di marzo 2026 – delle tempistiche di versamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} da parte delle imprese distributrici di energia elettrica alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) a quelle previste per il versamento delle medesime componenti da parte degli utenti del trasporto ai distributori stessi.

L'adempimento a tali disposizioni ha determinato per i distributori del Gruppo A2A, oltre ad un aggravio di natura operativa, un impatto finanziario stimabile in circa 50 milioni di euro ma nessun impatto economico.

Qualità commerciale e tecnica dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica

La Delibera 199/2026/R/eel ha introdotto alcune novità nella regolazione *output-based* e nella regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica così come definite, rispettivamente, dal TIQD e TIQC. Le più rilevanti sono le seguenti:

- estensione al 2028 del meccanismo di incentivazione degli interventi contenuti nel Piano Investimenti e ritenuti prioritari con introduzione di una riduzione progressiva del premio in caso di ritardi nella messa in servizio degli stessi;
- omogeneizzazione, per gli utenti connessi in Media Tensione, della soglia annua di interruzioni oltre la quale si applica l'indennizzo automatico (8 interruzioni/anno);
- introduzione di un nuovo standard di qualità commerciale relativo al tempo di comunicazione dell'esito della verifica dei distacchi settimanali dell'impianto di produzione BT (entro 20 giorni lavorativi, pena un indennizzo automatico). Tale verifica può essere richiesta per impianti connessi in BT fino a 6 kW e prevede l'addebito di un corrispettivo pari a 150 euro solo nel caso in cui si registrino meno di 25 distacchi nel periodo di monitoraggio.

Progetto pilota *MiNDFlex* di Unareti S.p.A. per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali

Nel 2026 il progetto pilota *MiNDFlex*, volto all'approvvigionamento di servizi di flessibilità locale forniti da *provider* abilitati sulla rete di distribuzione elettrica, è stato esteso in due fasi distinte:

- **Delibera 13/2026/R/eel:** estensione del progetto per il periodo **marzo–maggio 2026** in sostanziale continuità con il 2025, mantenendo invariati il perimetro geografico (Milano e Rozzano), i parametri economici e l'ambito del servizio, limitato alla modulazione della potenza

attiva, con un *budget* complessivo pari a circa 0,6 milioni di euro;

- **Delibera 140/2026/R/eel** estensione del progetto per il periodo **giugno–dicembre 2026** con l'ampliamento del perimetro territoriale (inclusione di Brescia e Cremona), l'integrazione di nuove funzionalità operative, nuove modalità di aggregazione delle risorse e meccanismi più strutturati di gestione, attivazione e verifica delle prestazioni. Il *budget* approvato per questa seconda fase è pari a circa 8 milioni di euro.

Nel primo semestre del 2026 Unareti S.p.A. ha svolto 5 sessioni d'asta per l'approvvigionamento a termine della flessibilità, con volumi complessivi assegnati pari a circa 273 MW.

Provvedimenti *antitrust*

Avvio istruttoria AGCM A577 nei confronti di A2A E-Mobility S.r.l., A2A Energia S.p.A. e A2A S.p.A. per abuso di posizione dominante nel settore dell'offerta dei servizi di ricarica elettrica

In data 16 dicembre 2025, AGCM ha deliberato l'avvio del procedimento istruttorio A577 nei confronti di A2A E-Mobility S.r.l., A2A Energia S.p.A. e della Capogruppo A2A S.p.A. finalizzato ad accertare la violazione dell'art. 3 della Legge 287/1990 e dell'art. 102 del TFUE, con riferimento ad un'ipotesi di abuso di posizione dominante a danno della concorrenza nel settore dell'offerta dei servizi di ricarica elettrica tramite infrastrutture posizionate in luoghi pubblici o aperti al pubblico.

Secondo AGCM A2A E-Mobility S.r.l. occuperebbe una posizione dominante nel

mercato a dimensione locale delle ricariche elettriche e, in qualità di *CPO* (*Charging Point Operator*), praticerebbe agli *MSP* (*Mobility Service Provider*) prezzi all'ingrosso per l'accesso alle colonnine superiori a quelli al dettaglio applicati da A2A Energia S.p.A. in qualità di *MSP* ai suoi clienti finali per il servizio di ricarica.

L'Autorità ipotizza, pertanto, che le politiche di prezzo adottate dal Gruppo si configurino come una pratica di compressione dei margini (*margin squeeze*), idonea ad impedire o limitare la possibilità per gli *MSP* concorrenti non verticalmente integrati di replicare in modo economicamente sostenibile le offerte agli utenti finali. Tale condotta, ove confermata nell'ambito del procedimento, sarebbe suscettibile di produrre effetti escludenti nel mercato dei servizi di mobilità elettrica, incidendo negativamente sulla capacità competitiva degli operatori a valle in particolare nelle aree urbane caratterizzate da una presenza significativa delle colonnine del Gruppo.

La chiusura del procedimento è prevista entro il 30 giugno 2027.

Organi sociali	1	Dati di sintesi del Gruppo A2A	2	Sostenibilità e finanza sostenibile	3	Risultati consolidati e andamento della gestione	4	Scenario e Mercato	5	Risultati per settore di attività	6	Prospetti contabili del bilancio consolidato semestrale abbreviato	7	Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato	8	Allegati alle Note esplicative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	9	Evoluzione della normativa e impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	10	Rischi e incertezze	11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154- <i>bis</i> comma 5 del D.Lgs. 58/98	12	Relazione della Società di Revisione
----------------	---	--------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------	---	-----------------------------------	---	--	---	---	---	--	---	--	----	---------------------	----	---	----	--------------------------------------





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 adottato una specifica procedura che definisce in dettaglio ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di *Enterprise Risk Management (ERM)*.

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-*business* e del settore di appartenenza. Tale modello è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di *assessment* che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei *Risk Owner* quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti alle attività di propria competenza e dei *Focal Point* che facilitano il monitoraggio nel continuo dei rischi, garantendo un flusso informativo tempestivo verso il *Risk Management*. 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*.

La Struttura Organizzativa *ERM* supporta anche il processo per il mantenimento delle certificazioni nonché le attività propedeutiche all'adozione di nuovi schemi di certificazione.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

Tensioni geopolitiche internazionali

In un contesto mediorientale caratterizzato da crescenti tensioni che si protraggono da anni, si è assistito nella prima parte dell'anno 2026 ad un'*escalation* militare con attacchi congiunti USA-Israele su obiettivi iraniani. La situazione si è evoluta in un conflitto tra Stati Uniti ed Iran caratterizzato da costanti trattative che hanno portato ad un accordo recentemente raggiunto per il cessate il fuoco con previste discussioni sulla gran parte delle questioni da affrontarsi in successivi negoziati. Il suddetto accordo, che già appariva fragile, si è poi recentemente evoluto in una nuova *escalation* del conflitto armato.

In tale contesto la chiusura dello stretto di Hormuz ha comportato significative ricadute sui prezzi delle principali *commodities* energetiche che hanno registrato nei primi giorni di marzo

una fase fortemente rialzista con particolare riferimento alle quotazioni *spot* e *forward* 2026, meno marcata su quelle *forward* 2027. Successivamente al cessare il fuoco, si è avviato, sui mercati di riferimento, un progressivo calo generalizzato dei prezzi del petrolio greggio e del gas che hanno subito un susseguente significativo rialzo con il riaccutizzarsi del conflitto.

Alcuni elementi sistemici, quali la riduzione nella disponibilità di scorte e shock di offerta dovuti a interruzioni impreviste nella produzione di GNL o nei sistemi di trasporto, potrebbero aggravare un fenomeno che al momento appare circoscritto in termini temporali. La durata e l'ampiezza delle tensioni sui prezzi di petrolio, gas e conseguentemente energia elettrica non sono attualmente prevedibili.

Un potenziale nuovo aumento delle quotazioni delle principali *commodities* energetiche potrebbe portare ad un conseguente incremento generalizzato dell'inflazione, con impatti su tutti i beni e servizi nonché tensioni sui mercati finanziari e sulla solvibilità di alcune controparti.

Ulteriore effetto negativo, correlato alla potenziale carenza di materie prime e semilavorati per rallentamenti o indisponibilità delle principali rotte marittime, potrebbe riguardare le tempistiche di approvvigionamento dei materiali per sostenere l'operatività e le iniziative di sviluppo.

Raggiungimento degli obiettivi definiti nel piano industriale

Si fa riferimento ai rischi collegati al mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi di sviluppo e redditività delineati nel Piano industriale, che potrebbero comportare sia un impatto economico finanziario per effetto di una minore crescita della marginalità del Gruppo sia impatti sulla reputazione per il fatto di

disattendere le aspettative degli *Stakeholder* in merito agli impegni di sostenibilità.

Il Piano industriale, da un lato, conferma gli ambiziosi *target* di crescita delineati negli anni precedenti attraverso il miglioramento dell'efficienza delle reti, l'ampliamento della produzione di energia rinnovabile ed il percorso di elettrificazione e decarbonizzazione dei consumi energetici, dall'altro, delinea nuovi ambiti di crescita (e.g. *Data Center*) con l'obiettivo di evolvere dal ruolo di partner energetico a piattaforma di sviluppo integrata, mettendo a valore gli *asset*, il *know-how* e la capacità di innovazione. Il principale fattore di incertezza che grava sul piano di sviluppo del Gruppo è costituito dagli effetti prodotti da possibili recrudescenze delle tensioni internazionali in medio oriente ed in altre zone del mondo: in particolare, si fa riferimento a possibili difficoltà nell'approvvigionamento di alcuni materiali impiegati nelle attività di esercizio/manutenzione degli impianti e presso i cantieri di realizzazione delle iniziative di sviluppo, nonché un potenziale ulteriore incremento generalizzato dei prezzi, legato, ad esempio, all'aumento delle quotazioni delle *commodities* energetiche sui mercati e dei costi di trasporto navali (aumento dei costi assicurativi e *re-routing* da parte degli armatori). Le catene di approvvigionamento globali risultano soggette a possibili interruzioni delle principali rotte di approvvigionamento, in particolare quelle via mare; in questa ottica il Gruppo adotta una politica di copertura del rischio attraverso la stipula di accordi di fornitura a lungo termine a prezzi fissi o con formule di indicizzazione che limitino la volatilità, diversificazione dei fornitori, valutazione di nuove strategie di acquisto e analisi ed esplorazione di nuovi mercati. Ulteriori fattori di rischio rilevanti sono costituiti da possibili criticità autorizzative e di contesto territoriale avverso, presenza di importanti *competitors* in grado di ostacolare il conseguimento di quote sui mercati nazionali ed esteri, rischi di natura commerciale in collegamento ai *target* di

incremento della base clienti definiti nel Piano adottato nonché incertezze sull'evoluzione normativa e regolatoria (a livello nazionale o europeo) inerente sia i *business* regolati che quelli a mercato libero. A tal proposito, a livello di istituzioni europee, la ricomposizione del Parlamento e della Commissione su posizioni maggiormente conservatrici, tendenzialmente critiche rispetto alle attuali politiche di transizione energetica ai fini di neutralità climatica, sta incidendo significativamente nella ridefinizione dei contenuti del c.d. *Green Deal*. Con riferimento allo sviluppo in ambito *Data Center*, ai rischi già richiamati (*permitting*, incertezza normativa, presenza di *competitor*, ecc.) si affiancano ulteriori elementi di incertezza tra i quali l'accettazione sociale di tali infrastrutture presso i territori individuati ad accoglierli nonché quelli operativi ed ambientali riconducibili alla resilienza della rete elettrica, all'elevato consumo di energia, suolo e risorse idriche, temi tecnologici connessi alla rapida obsolescenza di impianti e componenti e, infine, rischi di scenario derivanti da un eventuale affievolimento dei *trend* di crescita della *data economy*.

Quali principali mitigazioni ai rischi di sviluppo e per sostenere al meglio la realizzazione delle iniziative si segnalano misure di natura prevalentemente organizzativa: presenza di strutture aziendali focalizzate sull'analisi dei mercati di riferimento, al posizionamento di mercato del Gruppo, dei *competitor* ed all'evoluzione del settore nel medio/lungo termine. Dette strutture sono inoltre deputate al coordinamento del processo di pianificazione strategica e al supporto del vertice nelle decisioni da adottare con l'obiettivo di assicurare un processo strutturato di crescita anche per linee esterne. Si evidenzia altresì la presenza di strutture dedicate ad assicurare la misurazione ed il monitoraggio del rischio nonché focalizzate sulla gestione dei rapporti con le Autorità di riferimento garantendo efficace e tempestiva informazione sull'evoluzione della normativa. Da segnalare l'inserimento di risorse professionali che possiedono solide competenze scientifico-tecnologiche (*STEM*).

Infine, per supportare il percorso di crescita sostenibile sono state avviate numerose iniziative

di formazione continuativa del personale che si avvalgono di specifiche infrastrutture e piattaforme esterne; sono stati individuati *Focal Point* per sostenere la crescente integrazione dei principi di sostenibilità nei processi aziendali, contribuire alla definizione degli obiettivi del Piano di Sostenibilità e promuovere e valorizzare nuovi progetti in ambito.

Rischi normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolati dalle disposizioni di Autorità amministrative indipendenti e si relaziona con una molteplicità di *stakeholder* a vari livelli istituzionali. La regolazione impatta non solo sui tradizionali settori in monopolio naturale (come le infrastrutture energetiche di trasporto e il ciclo idrico integrato) ma anche su quelli a mercato libero (in termini di *market design* e continuo *enforcement* delle tutele dei consumatori).

Considerando il rilevante contributo delle attività regolate alla marginalità complessiva, il Gruppo ha adottato una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (tra cui le più importanti: ARERA, AGCM, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, Autorità di Regolazione dei Trasporti, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e con gli organismi/enti tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., Terna S.p.A. e Snam S.p.A.), nonché la partecipazione attiva alle associazioni di categoria.

La struttura organizzativa *Regulatory Affairs and Competition* opera in stretto legame con le *Business Units* ed ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (tra cui la *Regulatory Review* prodotta semestralmente o la *Regulatory Agenda* redatta in occasione del *Budget/Piano*) al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulle diverse società. La Struttura organizzativa presidia il rischio regolatorio anche per i Gruppi Acinque e AEB.

Dal 2025 è *in vigore* una nuova Procedura per la Gestione degli Adempimenti Operativi a carico delle singole società, secondo la quale *Regulatory Affairs and Competition*:

- tramite l'implementazione del *tool* RADAR acquisisce i *feedback* di messa a terra degli adempimenti operativi emersi a seguito di prescrizioni emanate dalle Autorità di settore;
- svolge 10 verifiche di conformità di secondo livello ogni anno in merito alle modalità che le società hanno optato per l'implementazione delle prescrizioni regolatorie.

Relativamente ad AGCM, agli strumenti di controllo di cui sopra si aggiunge il *Programma di Compliance Antitrust* attivato dal 2019, che ha sistematizzato le attività formative sulla disciplina antitrust e consumeristica, adottato processi per la verifica preventiva della conformità dei progetti di *business* e previsto lo svolgimento di una verifica di conformità di II livello sulla corretta applicazione da parte delle società delle disposizioni *antitrust*.

In generale, pare evidente un incremento dell'attività di *enforcement* da parte della Autorità di settore dove particolarmente – ma non esclusivamente – interessati dall'azione risultano il *wholesale* e *retail* elettrico, anche in considerazione della pressione sui prezzi delle *commodities* che incide sulla bolletta, richiedendo maggiori tutele (anche contrattuali) dei clienti finali. Si aggiungono gli eventi verificatisi in Spagna con il *blackout*, che hanno sollevato allarme sulla continuità del servizio e relativamente all'attuazione delle prescrizioni del Codice Rete di Terna.

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 riassegnazioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito della Legge n. 12/2019 che all'art. 11-quater ha disposto un riordino

complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante (per la Regione Lombardia si richiama la Legge Regionale n. 5/2020 come modificata dalla successiva Legge Regionale n. 19/2021)¹;

- il rinnovo con cadenza annuale del regime di essenzialità con reintegro dei costi per la centrale ad olio combustibile di San Filippo del Mela che al momento non permette di avere una visione sul futuro del sito oltre la data del 31 dicembre 2027;
- gli effetti di potenziali ritardi connessi all'entrata in esercizio del nuovo impianto a ciclo combinato di Monfalcone inizialmente prevista per il 2026 e, al momento, traslata di un anno. L'impianto beneficia del *capacity market* e di una serie di proroghe per eventuali ritardi di messa in esercizio;
- gli effetti derivanti dai numerosi atti amministrativi che il MASE, da un lato, e le singole Regioni, dall'altro lato, stanno adottando per disciplinare le "aree idonee" alla realizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e che, se eccessivamente restrittivi, potrebbero rallentare i *target* di sviluppo che si è posto il Gruppo A2A in tale settore;
- la cessazione delle concessioni del servizio idrico e il loro trasferimento a titolo oneroso al Gestore Unico dell'ambito (con particolare riferimento nell'immediato ai comuni scaduti e/o gestiti in via transitoria da A2A Ciclo Idrico S.p.A. e a quelli prossimi alla scadenza di Lereti S.p.A. negli ambiti di Como e Varese);
- la possibile inclusione, a partire dal 2028, dei termovalorizzatori che trattano rifiuti urbani nell'*Emission Trading System* e, potenzialmente, per quelli che trattano rifiuti speciali provenienti dal trattamento di rifiuti urbani, anticipatamente rispetto a tale scadenza (vedi anche rischi climatici di transizione);
- la proroga delle concessioni per la distribuzione dell'energia elettrica a valle della scadenza del 2030 in quanto il DM MASE - previsto dalla Legge di Bilancio 2025

¹ Con riferimento alla concessione di Resio (BS), di titolarità di Linea Green S.p.A. (controllata al 100% da A2A S.p.A.), Regione Lombardia ha indetto con DGR 1602 del 18 dicembre 2023 la procedura di riassegnazione, con pubblicazione del bando il 22 aprile 2024. Sono tuttora pendenti i ricorsi di Linea Green S.p.A., A2A S.p.A. e di Elettricità Futura rispetto a detta procedura, alla quale hanno partecipato la stessa Linea Green S.p.A. e altri cinque operatori (uno dei quali straniero). Anche la procedura di gara è tuttora in corso.

al 30 giugno 2025 – non è stato ancora adottato;

- i seguiti attesi dalle conclusioni emerse nel Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024, pubblicato da ARERA con riferimento alle strategie di offerta degli operatori su MGP: ARERA, attraverso analisi di controfattuali svolte con il supporto del GME, ha riscontrato incoerenze tra i prezzi (MGP) e i costi marginali di breve periodo degli impianti, sintomo di possibili condotte di trattenimento economico di capacità, condotte censurate dal Regolamento europeo REMIT in quanto portano i prezzi di mercato ad un livello “apparentemente” artificioso;
- l'avvio del procedimento sanzionatorio specifico (DSAI 14/2025) avviato nei confronti di A2A S.p.A. per presunta violazione dell'art. 5 del REMIT (i.e. manipolazione di mercato), con riferimento ad un singolo mese del 2022, alla Zona Nord e agli impianti termoelettrici. Secondo l'Autorità, la condotta contestata avrebbe determinato un incremento del prezzo di mercato stimato mediante analisi simili a quelle utilizzate nel Rapporto 2023-2024;
- l'avvio del procedimento sanzionatorio specifico (DSAI 11/2026) nei confronti di A2A S.p.A. per presunta violazione degli artt. 3 e 4 del REMIT per abuso nell'utilizzo di informazioni privilegiate e loro tardiva pubblicazione sulle piattaforme di mercato;
- l'avvio di procedimento istruttorio da parte di AGCM nei confronti di A2A E-Mobility S.r.l., A2A Energia S.p.A. e della capogruppo A2A S.p.A. (A577) al fine di accertare l'eventuale sussistenza di violazioni delle norme in materia di abuso di posizione dominante nei servizi per la mobilità elettrica.

Il DL 21/2026 (noto come DL Energia o DL Bollette), convertito in Legge 10 aprile 2026, n. 49 e pubblicato sulla GU n. 90 del 18 aprile 2026, introduce una serie di interventi sia temporanei che strutturali volti a perseguire la riduzione dei costi energetici per famiglie e imprese, in particolare con l'implementazione di meccanismi

che impattano sul *market design* dei settori elettrico e del gas².

Per il Gruppo A2A, le principali ricadute attengono al livello dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso nonché all'adeguamento delle modalità con cui si opera sui mercati. Alcune misure paiono di difficile applicazione con riferimento a normative europee quali:

- la modifica della disciplina dell'*ETS* che risulta assai complessa anche in termini di tempistiche (le norme relative all'*ETS* del DL 21/2026 si applicherebbero già dal 2027);
- l'introduzione di uno o più provvedimenti da parte di ARERA per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità sui mercati elettrici all'ingrosso che comporterebbe un'interpretazione del REMIT non coerente con un mercato liberalizzato.

Gli impatti di tali disposizioni legislative sono, ad oggi, difficilmente quantificabili in quanto è in corso l'adozione dei vari provvedimenti attuativi sia da parte del MASE che dell'ARERA ma il Gruppo A2A continua a monitorarne i possibili impatti sulla marginalità.

Per una trattazione più dettagliata di questi rischi si rimanda alla sezione “Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A”.

Rischi finanziari

Rischi 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 a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, intese come disponibilità liquide e linee di credito *committed* e *uncommitted*, sufficienti a far fronte agli impegni

² In particolare, attraverso lo “spostamento” in bolletta di alcune voci di costo sostenute dai produttori termoelettrici a gas oggi incorporate nelle loro offerte di vendita (i.e. oneri di trasporto gas e componente ETS a copertura del costo delle emissioni di CO₂) si vuole ottenere una riduzione del prezzo elettrico all'ingrosso.

inattesi su un determinato orizzonte temporale. Al 30 giugno 2026 il Gruppo dispone di risorse liquide per complessivi 1.586 milioni di euro, oltre a linee di credito *committed* per complessivi 1.355 milioni di euro.

La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche attraverso un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) che prevede un prospetto di base approvato dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB). La *size*, sufficientemente capiente da consentire al Gruppo un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali, è pari a 7 miliardi di euro. Al 30 giugno 2026 risultano disponibili 1.995 milioni di euro.

La capacità del Gruppo di ottenere prestiti nei mercati bancari o finanziari dipende, tra l'altro, dalle condizioni di mercato prevalenti e dal *rating* del Gruppo al momento della necessità di finanziamento.

Rischi legati al rispetto dei Covenants sul 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 4) Gestione dei rischi finanziari – g) rischio di *default* e non rispetto *covenants*" della Relazione finanziaria semestrale sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari.

Rischi sui tassi 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. L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento,

in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile. 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 la valutazione di utilizzo di strumenti derivati di copertura (*hedging* e *pre-hedging*) 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 4) Gestione dei rischi finanziari – b) rischio di tasso di interesse" della Relazione finanziaria semestrale sono illustrati gli effetti sulla variazione degli oneri finanziari e del *fair value* dei derivati conseguente ad una variazione della curva *forward* dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischi legati alle attività industriali e di business

Rischi di contesto

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali. 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 e servizi offerti dal Gruppo, con impatto sui risultati e sulle strategie di sviluppo programmate.

La prima parte dell'anno 2026 è stato caratterizzato dal perdurare del complesso quadro geopolitico e commerciale globale: da un lato si evidenziano elevate e persistenti tensioni sui livelli dei prezzi delle *commodities* energetiche, determinate dall'insorgere di nuove situazioni di crisi in Medio Oriente e

destinate a perdurare nei prossimi mesi; dall'altro parrebbero essere parzialmente rientrati gli elementi di incertezza determinati dai precedenti proclami di attuazione di politiche commerciali protezionistiche da parte dell'Amministrazione americana, anche in esito alla stipula, tra i diversi paesi interessati, di nuovi accordi commerciali e alla ridefinizione dei relativi flussi.

Si evidenzia, infine, come l'attuale contesto internazionale stia confermando o facendo emergere criticità ed incertezze in alcuni specifici ambiti: si fa riferimento, in particolare, ai tempi di fornitura ed ai prezzi di acquisto di specifiche categorie merceologiche piuttosto che al possibile blocco dell'attività di recupero degli impianti di selezione della plastica per la maggiore convenienza economica nell'utilizzo di plastica vergine.

Non si può escludere che, nel breve e medio periodo, possano sorgere ulteriori scenari di crisi a livello globale tali da determinare nuovamente incrementi nei prezzi delle *commodities* energetiche ed influenzare gli scambi commerciali tra i paesi, inficiando in tal modo le prospettive di crescita a livello mondiale.

Rischi legati ai prezzi delle *commodities* e dell'energia

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) e dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (*EUAs*). Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle *commodities*, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi del Gruppo e dei flussi di cassa.

Per mitigare questi rischi, 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 Consiglio di Amministrazione i limiti di rischio *commodity* del Gruppo.

Il rischio di mercato viene mitigato 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 36 e 48 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*.

Rischi di contesto socio-ambientale

Possibili azioni di opposizione (il cosiddetto fenomeno "*NIMBY - Not In My Back Yard*") alla presenza degli impianti promosse da alcuni portatori di interesse ed amplificate attraverso l'uso dei *social media*, dovute ad una percezione negativa di alcune attività (come quelle di recupero e smaltimento rifiuti o di installazione di impianti fotovoltaici ed eolici nonché la realizzazione di *Data Center*) nei territori serviti, potrebbero ostacolare il regolare esercizio degli impianti esistenti nonché il processo autorizzativo di nuovi impianti e dunque la crescita pianificata dal Gruppo in alcune aree di *business*.

Per mitigare questo rischio il Gruppo ha istituito strutture organizzative dedicate al presidio dei rapporti istituzionali, con le comunità locali e con il territorio, al fine di instaurare e mantenere un dialogo collaborativo con i vari portatori di interesse. In tale quadro il Gruppo, al fine di costruire il consenso intorno alle proprie iniziative, partecipa a tavoli tecnici con interlocutori istituzionali a livello soprattutto locale 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.

Per la gestione di questo rischio il Gruppo ha adottato anche una piattaforma informatica per la mappatura degli *stakeholder* e del grado di bontà della relazione, utile al fine di effettuare una *gap analysis* e supportare la pianificazione delle attività di *Stakeholder Engagement* e di miglioramento.

Infine, un tema di rischio emergente in ambito aziendale è quello riferito ai potenziali effetti determinati dalla possibile non corretta gestione dei rapporti con i lavoratori a seguito della entrata in vigore della Direttiva UE 2023/970 sulla trasparenza salariale (*pay transparency*): differenziali retributivi legittimi, se non ben contestualizzati e rappresentati come trasparenti ed oggettivi, potrebbero essere percepiti come ingiustizie e potrebbero dare luogo a contenziosi o tensioni sindacali, nonché indebolire la capacità attrattiva dell'azienda. Per contro, A2A presidia il tema di rischio attraverso un impianto già strutturato di natura organizzativa e procedurale inerente politiche retributive, *performance management*, *DE&I* e certificazione sulla parità di genere.

Rischi connessi ai cambiamenti climatici

Il Gruppo A2A ha in essere un sistema di identificazione, valutazione e gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici che è parte integrante del processo di *Enterprise Risk Management* di Gruppo ed è soggetto ai requisiti richiesti dalla direttiva sul *reporting* di sostenibilità, *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD).

I rischi climatici individuati per il Gruppo A2A sono il risultato della analisi effettuata considerando:

- lo *standard* ESRS E1 *Climate Change* predisposto nell'ambito della *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD);
- i pericoli legati al clima come classificati dalla Tassonomia UE e gli atti delegati emessi in attuazione del Regolamento UE 2020/852 sugli investimenti *Green*;
- i *business* operati e i servizi offerti dal Gruppo;
- le raccomandazioni emanate dalla *Task-force on Climate-related Financial Disclosure* (TCFD).

L'analisi dei rischi climatici fisici è inoltre supportata da una piattaforma che fornisce la valutazione georeferenziata della esposizione delle attività aziendali ai pericoli climatici; la valutazione si basa su indicatori climatici previsionali per gli scenari *SSP1-2.6*, *SPP2-4.5* e *SSP5-8.5* negli orizzonti futuri di breve, medio, lungo e lunghissimo termine (fino al 2100)³.

Sul *Sustainability Statement* sono pubblicati ulteriori informazioni sulla gestione e valutazione dei rischi climatici.

Rischi climatici fisici

Il Gruppo A2A ha identificato i seguenti principali rischi climatici fisici:

- variazioni della risorsa idrica disponibile per la produzione idroelettrica (idraulicità) in conseguenza sia ai potenziali cambiamenti nella quantità e nella distribuzione delle precipitazioni nel corso dell'anno, sia alla potenziale riduzione della riserva di acqua accumulata sotto forma di manto nevoso (*Snow Water Equivalent*) - a causa dell'innalzamento delle temperature medie e massime dell'aria.

Per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili a scopo energetico, il Gruppo ha istituito delle strutture organizzative dedicate all'elaborazione di analisi e modelli

³ Uno scenario climatico *SSP* (*Shared Socioeconomic Pathway*) è una proiezione del futuro che combina ipotesi sull'evoluzione socioeconomica globale (come crescita della popolazione, sviluppo tecnologico, uso e produzione dell'energia e politiche ambientali) con modelli climatici per stimare l'andamento delle emissioni di gas serra e dei loro effetti sul clima.

ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio sia di breve termine, degli impianti idroelettrici; la programmazione della produzione si avvale anche del supporto delle previsioni meteorologiche e della presenza di persone esperte interne al Gruppo; inoltre sono pianificati investimenti per ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica disponibile e derivata a scopo idroelettrico.

- Resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica che si può manifestare attraverso interruzioni del servizio (*blackout* elettrici) causate principalmente da:
 - picchi di richiesta per il condizionamento estivo;
 - ondate di calore;
 - allagamenti causati da piogge intense;
 - maggiore domanda di energia conseguente all'elettrificazione di servizi (auto elettrica, sviluppo trasporto pubblico, riscaldamento);
 - incremento fabbisogno energetico per la realizzazione dei *Data Center*.

Per mitigare questo rischio, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha in corso di attuazione un piano di interventi di potenziamento delle reti di media e di bassa tensione, di razionalizzazione della magliatura delle reti stesse, di costruzione e messa in esercizio di nuove cabine primarie e secondarie, nonché l'ampliamento di sistemi di gestione da remoto degli asset. Sono inoltre presenti presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che risultano maggiormente esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi. È stato istituito il Gruppo di Lavoro "Gestione degli effetti da precipitazioni estreme", incaricato di coordinare le attività di prevenzione e gestione dei disservizi e delle relative attività di comunicazione in caso di allagamento delle cabine secondarie. La gestione della rete e dei servizi è inoltre supportata da un sistema di "*risk based asset management*" in linea con i requisiti della norma ISO 55001, che definisce un approccio strutturato della gestione degli asset basato sulle migliori pratiche di gestione del ciclo di vita, costi e rischi.

- Scarsità della risorsa idrica per usi potabili: rischio di non erogare con continuità l'acqua potabile in caso si manifestino periodi prolungati di siccità e/o cambiamenti nel regime idrologico.

Per garantire, anche sul lungo periodo, l'erogazione di acqua potabile in maniera continuativa, il Gruppo A2A monitora e mappa le perdite dalla rete idrica e interviene con investimenti di riduzione delle stesse (ad esempio installazione di sensori - *noise logger* - sulla rete idrica di Brescia, in grado di rilevare in *real time* il "rumore" di una perdita che fuoriesce da una tubazione, garantendo un elevato livello di funzionamento e manutenzione della rete idrica, riducendo i tempi d'intervento e gli scavi e il disagio per la viabilità e il passaggio pedonale); il Gruppo ha anche in atto un programma di investimenti per l'interconnessione degli acquedotti e la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento idrico anche attraverso l'impiego di tecnologie innovative.

- Fenomeni meteorologici estremi: rischi per gli asset del Gruppo e per la continuità operativa derivanti dai pericoli climatici fisici di tipo acuto (alluvioni, precipitazioni intense - "bombe d'acqua" -, grandine, trombe d'aria, frane) che interessino gli impianti e le infrastrutture del Gruppo. Il rischio è mitigato dalla presenza di misure tecnologiche, gestionali e di emergenza. Inoltre, gli asset sono assicurati con polizze che coprono i danni diretti ed indiretti in caso di evento naturale. Infine, per mitigare questi rischi sul medio e lungo periodo, il Gruppo sta valutando in maniera puntuale i propri asset anche con l'uso di una piattaforma georeferenziata per individuare quelli maggiormente esposti e/o vulnerabili ai pericoli climatici in diversi scenari climatici (SP1-2.6, SP2-4.5 e SP5-8.5) e in diversi orizzonti temporali (fino al 2050) allo scopo di valutare l'adozione di ulteriori misure di adattamento.

Altri rischi climatici fisici minori individuati sono:

- l'innalzamento delle temperature medie autunnali ed invernali: rischio di potenziali minori vendite di calore e gas. Con riferimento alla riduzione della domanda di energia

termica da parte dell'utenza finale rispetto a quanto pianificato, il Gruppo, tramite il Piano industriale, attua le seguenti strategie di riduzione del rischio: a) sviluppo delle reti di teleriscaldamento e aumento del numero dei clienti; b) ottimizzazione dei costi energetici con progetti di recupero di cascami termici e di *revamping* degli impianti esistenti. Inoltre, il Gruppo monitora le politiche di sostegno degli investimenti per lo sviluppo e l'estensione delle reti di TLR, anche nell'ambito del teleriscaldamento efficiente, effettua studi sulle alternative tecnologiche per il riscaldamento e partecipa a tavoli di confronto con gli enti locali sugli obiettivi ambientali.

Rischi climatici di transizione

I rischi *Transition* individuati riguardano:

- Revisione Direttiva *ETS*: rischio connesso all'applicazione dell'*Emissions Trading Scheme* ai termovalorizzatori del Gruppo in seguito alla revisione della Direttiva UE.
- La variabilità dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (*EU Allowances*), che può costituire sia un rischio che una opportunità. La produzione di energia elettrica del Gruppo, infatti, è diversificata in termini di fonti energetiche e un aumento/diminuzione del costo delle *EUA*, tramite la sua correlazione con il prezzo unico nazionale dell'energia, può determinare minori/maggiori margini per il Gruppo A2A rispetto alle previsioni di Piano.

Con il Piano industriale 2024-2035 il Gruppo ha definito il proprio Piano di transizione climatica, stabilendo un *commitment Net Zero* al 2050 su tutti gli *Scope* emissivi. Il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione fissati nel Piano è soggetto alle seguenti principali fonti di incertezza:

- eventuali situazioni geopolitiche, di mercato o climatiche, che potrebbero comportare l'aumento della domanda di energia da fonte fossile, sia per far fronte ad una eventuale maggiore domanda interna di energia sia per compensare eventuali minori produzioni da fonte rinnovabile (prevalentemente idroelettrica) e/o eventuali minori importazioni;

- cambiamenti del contesto in cui il Gruppo opera quali ad esempio cambiamenti normativi che impattano sfavorevolmente sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
- eventuali criticità nel realizzare pienamente gli investimenti previsti nel Piano industriale, in particolare di quelli che concorrono alla riduzione del fattore di emissione;
- sviluppo tecnologico insufficiente, che potrebbe non supportare adeguatamente la sostituzione della produzione fossile e/o la rimozione del carbonio ("*carbon removal*") proveniente dai processi che sono intrinsecamente "*carbon intensive*" (*hard-to-abate*).

Per mitigare queste incertezze il Gruppo ha in essere molteplici attività di presidio, quali ad esempio:

- monitoraggio della traiettoria emissiva;
- inclusione, nel processo di valutazione degli investimenti, dell'allineamento alla Tassonomia europea e il contributo alle emissioni evitate;
- sperimentazioni e investimenti per la cattura della CO₂ (*carbon capture*).

Cambiamenti climatici e salute, sicurezza e ambiente.

Il Gruppo tiene in considerazione in maniera sistematica i possibili effetti dei cambiamenti climatici sulle persone; la valutazione dell'impatto dei fenomeni climatici sui lavoratori, infatti, costituisce una parte integrante del documento di valutazione dei rischi effettuata ai sensi del D.Lgs 81/2008. Le attività di raccolta e igiene urbana, quelle per i servizi a rete e presso gli impianti e i cantieri comportano la permanenza all'aperto dei lavoratori, che risultano particolarmente esposti alle ondate di calore o ad eventi meteorologici intensi. Il Gruppo ha identificato questo rischio, che può incidere sia sul benessere individuale che sul rischio di infortuni, e ha attuato diverse misure di mitigazione: a livello di Gruppo è stata definita la *Policy* "Gestione del rischio di disturbi e patologie da calore" che fornisce ai Datori di Lavoro delle società del Gruppo elementi utili alla protezione dei lavoratori dai rischi di ambienti di lavoro caldi, sia interni che all'aperto; mentre a

livello di Società sono state definite specifiche procedure per la gestione operativa del rischio da esposizione a temperature estreme e a ondate di calore. Inoltre, sono messi a disposizione dei lavoratori vestimenti traspiranti e altri DPI specifici, quali ad esempio giubbotti rinfrescati. Sono anche effettuate campagne di sensibilizzazione e informazione ai propri dipendenti anche tramite l'attivazione di un sistema di *alert* in caso di forti aumenti previsti delle temperature, nonché sull'ambiente e il territorio. I fenomeni acuti quali le precipitazioni intense e le "bombe d'acqua" possono comportare allagamenti negli impianti e/o la tracimazione delle vasche di contenimento poste a protezione di eventuali sversamenti, con rischio di potenziale inquinamento del suolo o dei corpi idrici posti nelle vicinanze. Per mitigare questo rischio il Gruppo ha modificato la capacità dei sistemi di contenimento nelle situazioni più critiche.

Rischi operativi dovuti al possesso e alla gestione degli impianti di produzione elettrica, di cogenerazione, di trattamento e recupero dei rifiuti nonché delle reti e impianti di distribuzione.

Il Gruppo gestisce siti produttivi, infrastrutture e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali termoelettriche, grandi derivazioni idroelettriche, impianti di recupero, trattamento e smaltimento rifiuti, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione per elettricità, gas, calore, servizi di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio integrato di erogazione di acqua potabile e trattamento dei relativi reflui, impianti di produzione di energia rinnovabile, ecc.). Situazioni di vetustà ed obsolescenza, guasti dei macchinari, cedimenti infrastrutturali, incendi o esplosioni, possibili attacchi terroristici, furti di materiali ed apparecchiature presso i siti produttivi nonché agitazioni sindacali potrebbero determinare danni agli asset e, nei casi peggiori, compromettere la capacità produttiva del Gruppo, nonché la possibilità di garantire la continuità dei servizi erogati. A ciò si aggiunga, con specifico riferimento all'attuale contesto geopolitico e macroeconomico, la volatilità delle catene di approvvigionamento e dei mercati delle materie prime, che potrebbe

comportare difficoltà nel reperimento di materiali, componenti strategici e forniture necessarie alle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria di impianti ed infrastrutture.

Un tema che ha già assunto particolare rilevanza è quello relativo ai potenziali effetti prodotti dalla vetustà dell'attuale rete elettrica sulla continuità del servizio di distribuzione dell'elettricità nell'area metropolitana di Milano, ulteriormente accentuato dall'incremento della frequenza e dell'intensità degli eventi climatici estremi, in particolare delle ondate di calore. Sussiste il rischio che, nonostante l'adozione di piani pluriennali di miglioramento, ammodernamento ed espansione della rete elettrica, il ripetersi di *blackout* elettrici o, in generale, interruzioni del servizio non venga meno. A presidio di detto tema, si evidenzia che sono state intraprese diverse azioni mitigatrici: un piano di prioritizzazione degli interventi di manutenzione/sostituzione delle parti di rete più vetuste mirato ad arrestare l'invecchiamento degli asset, la sostituzione progressiva dei componenti di rete più problematici con nuovi tecnologicamente più innovativi ed affidabili, la definizione di un'algoritmica volta a prioritizzare gli interventi per ottimizzare la gestione delle emergenze. In tale contesto, Unareti ha progressivamente integrato nei propri processi di gestione degli asset un approccio di "*Risk Based Asset Management*" ottenendo a fine 2025 la certificazione ISO 55001 come sopra già menzionato.

Nell'ambito degli impianti di termovalorizzazione, in particolare presso gli impianti di Milano e Brescia, sta assumendo crescente rilevanza il fenomeno legato al conferimento di bombolette (in particolare contenenti protossido di azoto), tra i rifiuti indifferenziati. Queste bombolette pressurizzate, una volta introdotte nelle griglie mobili dei termovalorizzatori, possono esplodere, con conseguente danneggiamento dei barrotti (componenti delle griglie) e l'interruzione della funzionalità della griglia, rendendo necessario lo spegnimento della linea e della caldaia. A presidio del fenomeno, sono state avviate specifiche iniziative di mitigazione, tra cui il rafforzamento delle attività di intercettazione e rimozione delle bombolette lungo la filiera di raccolta dei rifiuti, l'adozione di barrotti delle

griglie con *design* rinforzato. È stata inoltre avviata un'attività di sensibilizzazione delle Istituzioni nazionali ed europee sul tema.

Per coprire i rischi residuali il Gruppo ha stipulato una polizza assicurativa *All Risks* a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi a seguito del verificarsi di eventi di varia natura che impattino i propri *asset*. Nell'ambito dell'ottimizzazione del trasferimento dei rischi al mercato assicurativo, vengono periodicamente effettuati sopralluoghi di *Loss Prevention* e *Risk Engineering* sugli impianti con l'obiettivo di analizzare i rischi e le modalità di gestione, descrivere i presidi esistenti (sia in termini di prevenzione che di protezione) e identificare eventuali interventi di miglioramento volti alla salvaguardia degli *asset*. Inoltre, si evidenzia il proseguimento delle attività di *Operational Risk Management (ORM)*, finalizzate alla valutazione e al monitoraggio dei principali rischi operativi associati agli *asset* del Gruppo attraverso analisi di scenario, valutazioni periodiche del profilo di rischio e confronto strutturato con le funzioni tecniche competenti.

Rischi di *Information Technology*, *Operational Technology* e *Cyber Security*.

Le attività del Gruppo A2A sono supportate da sistemi informativi e reti ICT (*Information & Communication Technology*) e OT (*Operational Technology*) che abilitano i principali processi aziendali, industriali, amministrativi e commerciali. La disponibilità, integrità, riservatezza e resilienza di tali sistemi rappresentano elementi essenziali per la continuità operativa del Gruppo e per la corretta erogazione dei servizi ai clienti e ai territori serviti.

Il contesto esterno continua a essere caratterizzato dall'evoluzione delle minacce *cyber*, dall'instabilità geopolitica internazionale e dalla crescente esposizione delle infrastrutture critiche a fenomeni di criminalità informatica, minacce ibride e campagne ostili rivolte sia a soggetti pubblici sia privati. In tale scenario, il settore energetico e le infrastrutture essenziali risultano tra gli ambiti maggiormente interessati dall'attenzione degli attori ostili, anche in

considerazione della progressiva digitalizzazione dei processi e della crescente interconnessione tra sistemi, reti e fornitori di servizi tecnologici.

L'evoluzione tecnologica, la diffusione di servizi digitali, *cloud computing* e soluzioni basate sull'Intelligenza Artificiale ampliano le opportunità di innovazione e sviluppo del *business*, ma comportano anche la necessità di un costante rafforzamento dei presidi di sicurezza, della *governance* dei dati e dei processi di gestione del rischio.

Per presidiare tali rischi il Gruppo ha adottato un modello integrato di *governance* della sicurezza, della resilienza operativa e della continuità dei servizi, supportato da processi periodici di identificazione, valutazione e trattamento dei rischi *IT*, *OT* e *Cyber*. Le attività vengono svolte in coerenza con i principali *standard* e *framework* internazionali di riferimento e si avvalgono del contributo delle strutture specialistiche di *Group Security & Cyber Defence*.

Il Gruppo dispone inoltre di un proprio *Computer Emergency Response Team (A2A-CERT)*, costituito per il monitoraggio, l'analisi e la gestione delle minacce informatiche e degli eventuali incidenti di sicurezza che possano interessare gli ambienti digitali e industriali. A2A-CERT opera in coordinamento con organizzazioni nazionali e internazionali specializzate nella *cybersecurity* e supporta la protezione della riservatezza, integrità e disponibilità delle informazioni e dei servizi del Gruppo.

Il modello di protezione adottato è completato da attività di *Cyber Threat Intelligence*, monitoraggio continuo degli eventi di sicurezza, gestione delle vulnerabilità, protezione delle identità digitali, valutazione dei rischi connessi alle terze parti e iniziative di formazione e sensibilizzazione rivolte al personale.

Al fine di ottemperare agli obblighi di legge nonché per innalzare il livello dei presidi, è stato istituito un piano di azione che include misure sia organizzative che tecniche al fine di adeguarsi alla direttiva europea *NIS 2* (A2A con alcune società del Gruppo rappresenta un soggetto definito come Operatore di Servizi

Essenziali - OSE). Tale normativa, tra le altre, impone responsabilità di controllo ai membri del *board* con il compito diretto di approvare le misure di gestione dei rischi di *cybersicurezza* e di sovrintendere alla loro attuazione. La *NIS 2* introduce, infatti, un principio di responsabilità personale per gli organi direttivi, i quali possono essere chiamati a rispondere direttamente in caso di gravi negligenze o mancata conformità.

Il piano di azione del Gruppo A2A mira a implementare un *framework* di sicurezza resiliente, che non si deve limitare alla protezione perimetrale, ma che deve integrare la gestione degli incidenti e la sicurezza della catena di approvvigionamento (*supply chain security*).

La conformità alla *NIS 2* non rappresenta solo un obbligo normativo ma una leva strategica per mitigare i rischi operativi e reputazionali, garantendo la continuità dei servizi essenziali erogati, in un panorama di minacce cibernetiche in costante evoluzione.

L'inosservanza di tali precetti espone l'organizzazione a sanzioni amministrative e pecuniarie di entità rilevante, paragonabili a quelle previste dal *GDPR*, comportando la necessità di un monitoraggio continuo e di un *reporting* tempestivo verso le autorità competenti (ACN).

Sul piano organizzativo, il Gruppo continua a rafforzare il presidio degli aspetti di *Security & Digital Transition Compliance* attraverso un approccio integrato che considera gli obblighi derivanti dalle principali normative europee in materia di *cybersicurezza*, resilienza e trasformazione digitale, favorendo una crescente convergenza tra sicurezza delle informazioni, continuità operativa, *governance* tecnologica e gestione dei rischi.

Risulta molto alto il livello di attenzione sui potenziali impatti derivanti dall'impiego di sistemi applicativi "*Artificial Intelligence based*" a supporto dei *business* operati dal Gruppo. In linea con le disposizioni dell'*AI Act* (normativa europea del maggio 2024) il Gruppo A2A sta continuativamente realizzando attività di censimento e catalogazione degli

applicativi onde identificarne la classe di rischio *AI* e valutare eventuali e specifici piani di "*remediation*" sugli applicativi "ad alto rischio". È stata inoltre redatta e pubblicata la *policy* sull'utilizzo in azienda della *Generative AI*. Iniziative di formazione di alto livello sono state erogate su *cluster* ristretti di popolazione aziendale e la *governance* sulla gestione del rischio è stata formalizzata per diversi ambiti di intervento. Tale assetto consente di mitigare le minacce di *data leakage* e di garantire che l'innovazione digitale rimanga allineata ai requisiti di *compliance* e agli obiettivi di continuità operativa del Gruppo.

È stato inoltre formalizzato il percorso di adeguamento all'*European Accessibility Act* (D.Lgs. 82/2022) per garantire l'inclusività dei servizi digitali. L'iniziativa, basata sul principio di *accessibility by design*, mira a mitigare i rischi sanzionatori, legali e reputazionali derivanti dal mancato rispetto dei requisiti di fruibilità per gli utenti con disabilità.

Con riferimento al patrimonio applicativo del Gruppo, eventuali inefficienze, frammentazioni, indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi potrebbero ridurre l'efficacia dei processi operativi e compromettere la capacità di operare nei tempi e con i livelli di servizio attesi. Questi fattori potrebbero comportare una perdita di reputazione verso i clienti, nonché impatti economico finanziari. Per mitigare questo rischio sono in corso attività di rinnovamento e/o sostituzione delle piattaforme esistenti e piani di razionalizzazione dei sistemi applicativi in uso. Le iniziative sopra elencate sono volte alla realizzazione di una progressiva de-*obsolescenza* dell'architettura informatica di Gruppo nell'ottica di efficientare le attività operative nonché intensificare la robustezza dei dati trattati dalle minacce esterne. È stata comunque delineata ed avviata una strategia (*Cloud Transformation*) mirata a trasferire sul *cloud*, nell'orizzonte temporale di qualche anno, la maggior parte dei sistemi ed applicativi di Gruppo per rendere maggiormente fruibili e resilienti i sistemi informativi. Infine, si evidenzia come i nuovi applicativi e le piattaforme adottate in ambito aziendale nascano direttamente "in *cloud*" oppure attraverso soluzioni "*Software as a*

Service – SaaS” che offrono vantaggi quali costi iniziali ridotti, scalabilità, flessibilità e accesso ai dati da qualsiasi luogo con una connessione *internet*.

Inoltre, sussiste il rischio di possibili interruzioni rilevanti e prolungate dei sistemi informativi e delle infrastrutture aziendali a seguito di potenziali eventi (naturali e non) che le colpiscano, con conseguenze, potenzialmente anche critiche, sulla capacità del Gruppo di mantenere la continuità di funzionamento dei propri sistemi. Per mitigare questo rischio, il Gruppo ha adottato il proprio piano di *Disaster Recovery (DR)*, che prevede un piano di ripristino degli applicativi più critici e relativi abilitanti entro specifiche tempistiche, ne prevede il periodico *back-up* e la duplicazione dei dati. Il piano di *DR* può contare oggi sulla presenza, tra le altre cose, di *Data Center* dotati di elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio; vengono periodicamente effettuati *test* per verificare il rispetto dei requisiti di continuità dei sistemi, che consistono in primis nella capacità di riaccensione dei sistemi in seguito a loro accidentale spegnimento e successivamente nel rispetto dei tempi di ripristino (i.e. “*RTO - Recovery Time Objective*”).

Con riferimento al progetto di *Business Continuity Plan* sono stati individuati i processi critici sulla scorta delle evidenze della *Business Impact Analysis* ed è stato predisposto un Sistema di Gestione della Continuità Operativa – SGCO. Grazie anche alla presenza del *Disaster Recovery Plan* di cui sopra, alcune società del Gruppo hanno ottenuto la certificazione *ISO 22301* (Gestione della continuità operativa).

I processi e le tematiche tecniche riguardanti *Business Continuity (BC)*, *Disaster Recovery (DR)* e *Business Impact Analysis (BIA)* rappresentano elementi chiave per gestire in maniera efficace il rischio di continuità operativa dei servizi e devono essere oggetto di rivalutazioni apportando miglioramenti continui in termini di efficacia e pervasività sull’ambito digitale.

Ciò assicura non solo la protezione degli asset critici, ma anche la salvaguardia della reputazione aziendale e la *compliance* ai più recenti *standard*

europei (come la Direttiva *NIS 2*) che identificano, nella continuità operativa, un requisito per la resilienza del sistema Paese e delle infrastrutture critiche.

Infine, il Gruppo mantiene sistemi di gestione e processi sviluppati in coerenza con *standard* internazionali riconosciuti in materia di sicurezza delle informazioni, sicurezza industriale e continuità operativa, promuovendo il miglioramento continuo dei presidi organizzativi, tecnologici e procedurali a supporto della resilienza aziendale.

Rischi di salute e sicurezza

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire sia in caso di accadimento di incidenti o di infortuni gravi o gravissimi che interessino i dipendenti nonché i lavoratori delle ditte appaltatrici e/o i terzi sia in caso di incidenti stradali che coinvolgano gli automezzi del Gruppo durante lo svolgimento delle attività sul territorio, sia in caso del sopraggiungere di malattie professionali. Tali rischi sono connessi alle attività del Gruppo quali, ad esempio, quelle legate ai servizi operativi sul territorio ed allo svolgimento dei processi di esercizio e manutenzione presso gli impianti. I rischi di salute e sicurezza comprendono l’eventuale inadempienza, reale o presunta, alla normativa in materia.

L’accadimento dei suddetti eventi può determinare la perdita di reputazione, nonché procedimenti penali, civili e/o amministrativi per violazioni alla normativa, e/o sanzioni, costi per risarcimenti e/o aumento dei premi assicurativi nonché, nei casi peggiori, interruzione dell’operatività degli impianti, con conseguenti impatti economico-finanziari negativi per il Gruppo.

Per mitigare questi rischi il Gruppo ha istituito strutture organizzative dedicate alla gestione degli aspetti di Salute e Sicurezza presso la capogruppo nonché presso le *Business Units*, le singole Società ed i principali impianti. Inoltre, il Gruppo mantiene attivi i Sistemi di Gestione per la Salute e la Sicurezza certificati secondo lo *standard ISO 45001*, per la capogruppo A2A

e per la maggior parte delle Società controllate. Le principali società del Gruppo che operano nel settore della raccolta e igiene urbana e che sono particolarmente esposte al rischio di incidenti stradali sono certificate secondo lo *standard* /ISO 39001 sulla sicurezza stradale. Oltre ai piani di formazione obbligatoria specifica per ogni ruolo e incarico aziendale, iniziative ad *hoc* sono state rivolte al proprio personale ma anche al personale delle società appaltatrici di servizi e lavori, come ad esempio il “*Contractor days*”, avvenuto presso gli impianti di A2A Ambiente, per sensibilizzare sul valore della cultura della prevenzione e “*l’Induction Cantieri*”, dove i lavoratori delle società appaltatrici per Unareti, A2A Illuminazione Pubblica, A2A Calore & Servizi e A2A Ciclo Idrico, hanno partecipato a corsi di formazione presso gli Enti di Sistema Edilizia di Brescia o Milano; lo scopo di questa iniziativa è la sensibilizzazione e il monitoraggio delle prestazioni *HSE* dei fornitori nei cantieri stradali. Inoltre, i potenziali fornitori del Gruppo A2A per accedere alle *vendor list* delle gare vengono valutati anche in base agli indici di frequenza e gravità degli infortuni, con un punteggio soglia per essere considerati idonei.

Sul tema distrazioni ed incidenti stradali di bassa gravità, si evidenzia il prossimo avvio di campagne di sensibilizzazione tramite *survey*, nonché l’adozione di soluzioni tecnologiche (e.g. sistemi di frenatura automatica sui mezzi) e l’avvio di attività di analisi per l’identificazione di comportamenti a rischio. Inoltre, a riguardo del tema relativo alle condizioni di lavoro in occasione di ondate di calore, si evidenzia l’adozione di misure quali ombrelloni nei cantieri, aumento delle pause delle attività lavorative, indumenti traspiranti e anticipi nell’avvio dei turni di lavoro. In fase di valutazione misure tecnologiche avanzate quali bracciali *smart* per il rilevamento precoce di colpi di calore.

Infine, per alcune Società del Gruppo è stata conseguita la certificazione secondo lo *Standard* SA8000, che consente all’organizzazione la corretta gestione ed il monitoraggio costante di tutte le attività ed i processi inerenti alle condizioni dei lavoratori (diritti umani, sviluppo, valorizzazione, formazione e crescita

professionale delle persone, salute e sicurezza dei lavoratori, non discriminazione, lavoro dei minori e dei giovani), con estensione dei requisiti anche a fornitori e subfornitori.

In un quadro più ampio di promozione della salute, più vicina ai lavoratori e immediatamente fruibile, sono stati organizzati *webinar* dedicati ai tumori femminili e maschili con indicazioni su come affrontare gli *screening*, con quale frequenza e con quali attenzioni, oltre a iniziative concrete di prevenzione come, ad esempio, le visite dermatologiche o analisi specifiche di laboratorio.

Rischi ambientali

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire come conseguenza sia di incidentalità nei processi produttivi sia di particolari caratteristiche del *business* svolto dal Gruppo che può portare a reazioni da parte dell’opinione pubblica circa presunte ricadute sull’ambiente e/o sulla salute delle popolazioni residenti. Tali rischi sono connessi, ad esempio, allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, 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, agli incendi, ecc. Tutti questi fattori possono potenzialmente comportare perdita di reputazione, procedimenti penali, civili e amministrativi, sanzioni, costi di risanamento e ripristino ambientale nonché, nei casi peggiori, interruzione dell’operatività degli impianti con conseguenti impatti economico-finanziari negativi per il Gruppo.

Si segnala inoltre che l’eventuale emanazione di modifiche al corpo normativo esistente potrebbe comportare possibili sanzioni collegate al ritardato recepimento delle già menzionate modifiche, costi ed investimenti incrementali e non previsti per garantire il rispetto delle nuove prescrizioni nonché impatti operativi e/o di redditività su alcune attività industriali.

Per mitigare questi rischi il Gruppo, oltre a realizzare sistemi tecnici e tecnologici di prevenzione e riduzione dell'inquinamento presso le varie realtà industriali in ottemperanza alle normative di settore ed in accordo alle migliori tecniche disponibili, ha istituito strutture organizzative dedicate alla gestione degli aspetti di Ambiente presso la capogruppo nonché presso le *Business Units*, le singole Società e i principali impianti. Il Gruppo, inoltre, mantiene attivi i Sistemi di Gestione Ambientale certificati secondo lo *Standard ISO 14001* per la capogruppo A2A e per le principali Società. Per alcuni siti sono anche in essere le registrazioni secondo il regolamento europeo *EMAS*.

Con specifico riferimento alla gestione delle discariche del Gruppo anche in gestione post-operativa si evidenzia come vengano regolarmente effettuate attività di monitoraggio dei valori degli inquinanti in falda ed invio delle relazioni riepilogative agli enti di riferimento,

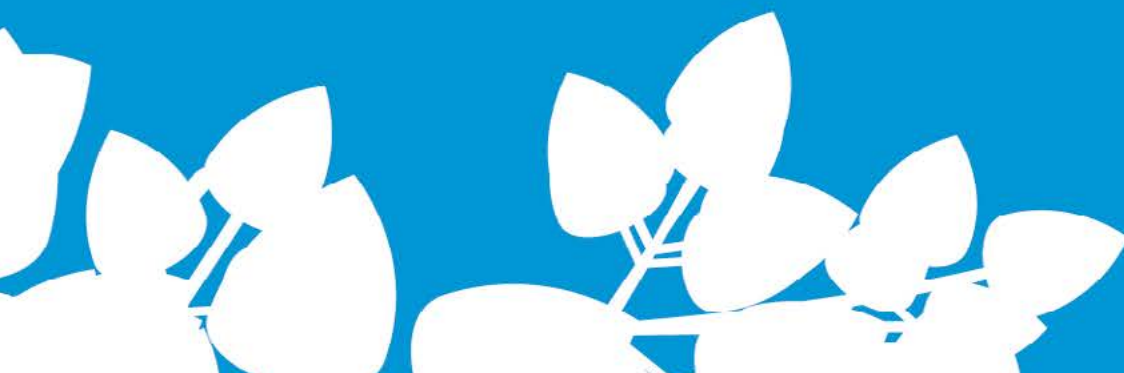
frequenti sono i controlli svolti da ARPA nonché l'esecuzione di *audit* interni e da parte di certificatori esterni per il mantenimento, tra le altre, della aderenza alla norma *UNI EN ISO 14001*.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale sia 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.

Il Gruppo è inoltre attivo nel monitoraggio della normativa in itinere (in particolare è attivo un Gruppo di lavoro, che coinvolge in maniera trasversale sia le strutture di *staff* che le unità di *business*, per il monitoraggio dei provvedimenti normativi afferenti al *Green Deal* europeo) nonché è presente sui tavoli tecnici indetti dalle associazioni con lo scopo di evidenziare le eventuali criticità legate all'evoluzione normativa.



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 Renato Mazzoncini, in qualità di Amministratore Delegato di A2A S.p.A., e Luca Moroni, 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 e successive modifiche:

- 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 2026.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2026:

- 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;
- corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- 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, 30 luglio 2026

Renato Mazzoncini
(Amministratore Delegato)

Luca Moroni
(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:
Piazza Trento, 7 - 20135 Milano
Tel. +39 02 7720.1 - Fax +39 02 7720.3920
PEC a2a@pec.a2a.eu
Web www.gruppoa2a.it

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

Organi sociali	1	Dati di sintesi del Gruppo A2A	2	Sostenibilità e finanza sostenibile	3	Risultati consolidati e andamento della gestione	4	Scenario e Mercato	5	Risultati per settore di attività	6	Prospetti contabili del bilancio consolidato semestrale abbreviato	7	Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato	8	Allegati alle Note esplicative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	9	Evoluzione della normativa e impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	10	Rischi e incertezze	11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98	12	Relazione della Società di Revisione
----------------	---	--------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------	---	-----------------------------------	---	--	---	---	---	--	---	---	----	---------------------	----	---	----	--------------------------------------





Relazione della Società di Revisione



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Giovanni Battista Pirelli, 38
20124 MILANO MI
Telefono +39 02 6763.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
A2A S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, delle altre componenti del conto economico complessivo e delle variazioni dei conti di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, del Gruppo A2A al 30 giugno 2026. 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) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea. E' 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.

KPMG S.p.A.
è una società per azioni
di diritto italiano
e fa parte del network KPMG
di entità indipendenti affiliate a
KPMG International Limited,
società di diritto inglese.



Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Giovanni Battista Pirelli, 38
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo A2A

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2026*

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 2026 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Milano, 31 luglio 2026

KPMG S.p.A.

Luisa Polignano
Socio

