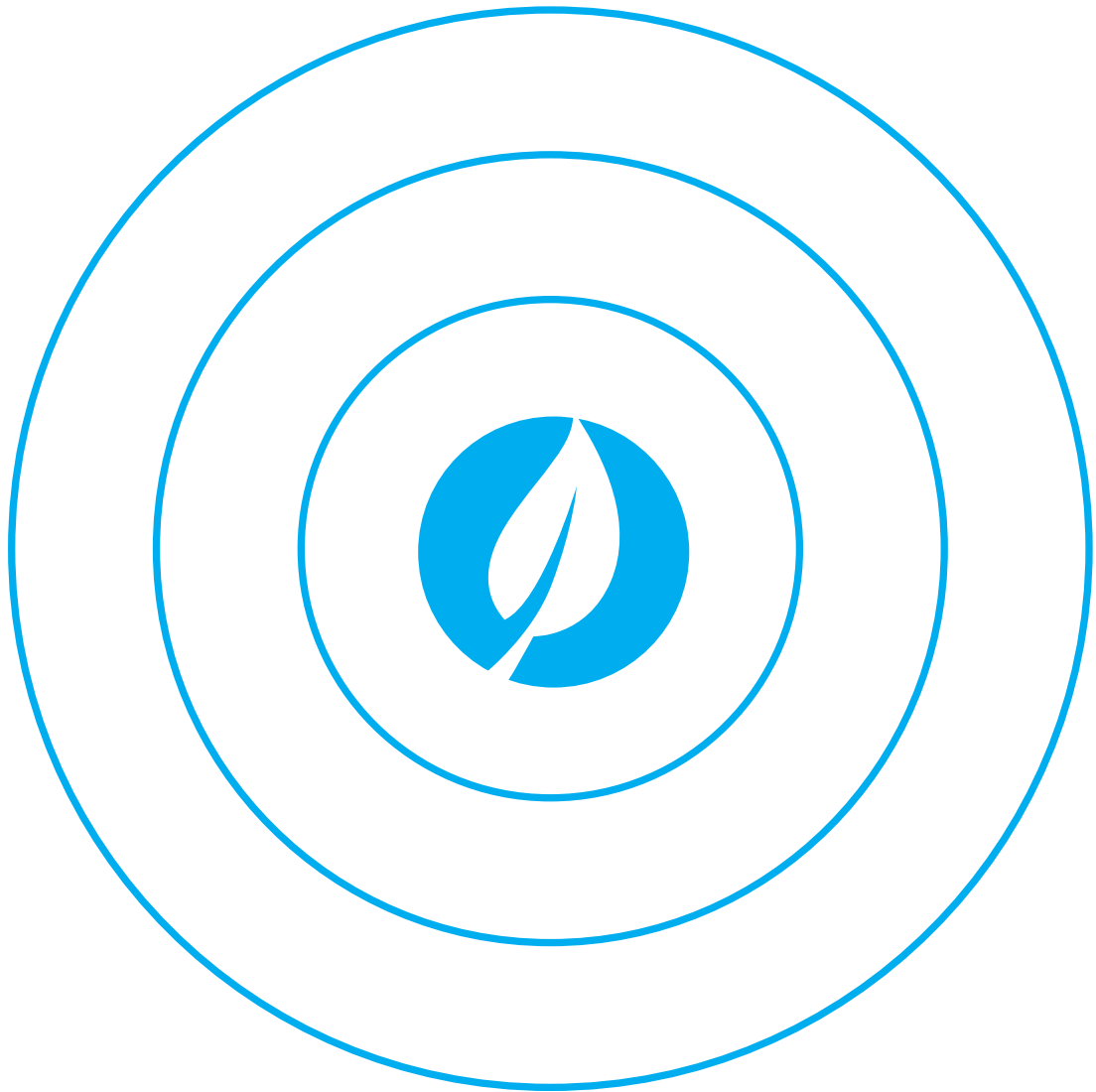






Relazione sulla Gestione 2022

il presente Bilancio è consultabile sul sito
gruppoa2a.it

Indice



Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder

4

Organi sociali

7

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units	10
Aree geografiche di attività	12
Struttura del Gruppo	14
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2022	15
Azionariato	18
A2A S.p.A. in Borsa	19
Indicatori Alternativi di Performance (AIP)	21



2 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile	28
--	----

3 Scenario e Mercato

Quadro macroeconomico	34
Andamento del mercato energetico	36



4

Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	40
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	49
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2022	55
Impatti conflitto Russia - Ucraina	56
Climate change	59
Tassonomia	62
Evoluzione prevedibile della gestione	63
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2022 e distribuzione del dividendo	64



5

Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settori di attività	68
Risultati per settori di attività	72
Business Unit Generazione e Trading	74
Business Unit Mercato	77
Business Unit Ambiente	80
Business Unit Smart Infrastructures	83
Corporate	87



6

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

Business Unit Generazione e Trading	95
Business Unit Mercato	100
Business Unit Ambiente	108
Business Unit Smart Infrastructures	119



7

Rischi e incertezze

Rischi e incertezze	140
---------------------	-----

8

Altre informazioni

Altre informazioni	150
--------------------	-----

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder

La lettera agli stakeholder è per il nostro Gruppo un momento di bilanci e di progetti. Anche quest'anno, abbiamo dovuto affrontare un contesto emergenziale e imparato lezioni importanti, raggiungendo un nuovo punto di osservazione da cui guardare ai nostri obiettivi più lontani.

In un mondo in ripresa dopo due anni di pandemia è arrivata una guerra nel cuore dell'Europa che ha portato incertezza e instabilità. Gli eventi geopolitici del 2022 hanno evidenziato la dipendenza energetica dell'UE e alzato le pressioni inflazionistiche, alimentando il rischio di una recessione globale. Il settore dell'energia è stato tra quelli maggiormente colpiti; subito dopo un'emergenza globale e trasversale come quella pandemica, ci siamo trovati al centro di una crisi fortemente incentrata sul nostro business. Di fronte a questo fenomeno che pone sfide cruciali per la nostra attività – dallo sviluppo delle nuove energie, al costo delle materie prime, alla relazione con i clienti – abbiamo scelto di concentrarci sulle cose essenziali, su quello che per una azienda con l'identità di Life Company conta veramente: la **fiducia** e la **coerenza**.

Il rapporto di credibilità con i clienti, la lealtà con i partner, l'affidabilità con gli azionisti, il rispetto delle comunità sono state le nostre pietre angolari. Nell'urgenza dei momenti difficili, bisogna saper riconoscere quali sono gli aspetti importanti da tutelare. La relazione di **fiducia** con i nostri stakeholder, salda perché coltivata quotidianamente, è stata una priorità nell'affrontare la volatilità dei mercati e i mutamenti geopolitici.

Abbiamo scelto di **essere coerenti** con gli impegni presi, per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità fissati dal nostro Piano Strategico con 16 miliardi di investimenti previsti al 2030 e, a novembre 2022, abbiamo aggiornato il percorso per adattarlo alle nuove condizioni esterne, non perdendo di vista il traguardo e salvaguardando i target che ci siamo posti.

Sul fronte dell'**Economia Circolare**, abbiamo investito oltre 1 miliardo di euro nel biennio '21-'22 confermando la solidità del nostro Piano e focalizzandoci sulla chiusura del ciclo dei rifiuti, sul recupero di materia, energia e calore e sullo sviluppo delle bioenergie. Nel 2022 abbiamo inaugurato due impianti per il trattamento della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) a Lacchiarella e Cavaglià, per la produzione di 13 milioni di metri cubi all'anno di biometano. Gli impianti di trattamento e recupero di materia hanno prodotto oltre 392 mila tonnellate di materia prima seconda da reimmettere sul mercato. Il servizio di raccolta differenziata nei comuni serviti ha subito una contrazione nel 2022 (-6% i rifiuti urbani raccolti rispetto al 2021), mantenendo però inalterata la quota recuperata come materia o energia, rispettivamente pari a 70% la prima e 30% la seconda.

Nell'ambito della **Transizione Energetica**, su cui sono in corso 11 miliardi di euro di investimento nel Piano '21-'30, il 2022 rimarrà sicuramente alla storia come il cigno nero del percorso intrapreso verso la sostenibilità del sistema energetico nazionale. In questo contesto, il processo di decarbonizzazione intrapreso dal Gruppo (come la chiusura della Centrale a carbone di Monfalcone nel 2020) si è scontrato con l'esigenza di assicurare una fornitura stabile e costante di energia al Paese; per tale motivo, nel 2022 abbiamo dovuto riattivare gli impianti di San Filippo del Mela e di Monfalcone. Questo ha ovviamente comportato un aumento delle emissioni dirette generate dal Gruppo (+21% rispetto al 2021), mentre le emissioni indirette legate all'acquisto di energia sono state pressoché nulle, grazie alla conferma di contratti di acquisto di energia rinnovabile nei siti del Gruppo. Nonostante questo contesto, abbiamo voluto ribadire nell'ultimo aggiornamento di Piano Strategico il nostro impegno verso la transizione ecologica dichiarando di voler **raggiungere il Net Zero per le emissioni Scope 1 e Scope 2 entro il 2040** e avviato un gruppo di lavoro interno focalizzato ad identificare soluzioni strategiche e tecnologiche per raggiungere tale obiettivo. In particolare, nel corso del 2022, abbiamo consolidato la nostra posizione tra i principali operatori nella generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia attraverso l'acquisizione di nuovi portafogli eolici e fotovoltaici, siti in Puglia, Sicilia e Sardegna e in Spagna.

Sempre in questo ambito, abbiamo proseguito negli investimenti a supporto dell'elettrificazione dei consumi, che vedrà, entro il 2030, la realizzazione di 16 nuove cabine primarie e la posa di 2.500 km di nuove reti.

Abbiamo voluto inoltre ribadire anche nel Piano Strategico come sia fondamentale perseguire una **transizione che non sia esclusivamente ecologica, ma anche equa e condivisa**. Oltre 1.500 persone sono entrate a far parte del nostro Gruppo, di cui il 41% under 30, dando a tanti giovani la possibilità di un lavoro sicuro (oltre il 97% dei contratti sono infatti a tempo indeterminato) con un incremento netto di 307 nuovi colleghi.

Il coinvolgimento è stato alla base delle relazioni con i dipendenti nel 2022: è stata realizzata la prima Engagement Survey di Gruppo, volta a misurare il livello di benessere e di coinvolgimento dei dipendenti di A2A e si è tenuta la prima Convention "fisica" del Gruppo, un fondamentale momento di condivisione. Abbiamo inoltre lanciato la seconda iniziativa di Corporate Intrapreneurship: la Call For Sustainability, che ha visto la partecipazione spontanea di oltre 3.000 colleghi e la proposizione di 342 idee innovative per la transizione ecologica.

Tenendo conto del complesso contesto macroeconomico, abbiamo cercato nel corso del 2022 di supportare i nostri clienti offrendo non solo diverse soluzioni in base alla tipologia di cliente e al servizio reso, ma impegnandoci attivamente, anche producendo, per primi, campagne di comunicazione volte a sensibilizzare i cittadini all'adozione di buone pratiche e comportamenti responsabili in termini di efficienza energetica e tutela delle risorse.

Abbiamo rafforzato anche il coinvolgimento dei principali stakeholder sui territori in cui operiamo con la realizzazione di 9 forum di ascolto; momenti di confronto con i nostri interlocutori locali organizzati con l'obiettivo di creare sinergie sulle azioni necessarie alla transizione ecologica. Gli incontri, in 6 regioni, hanno consentito l'elaborazione di 30 proposte progettuali, contribuendo allo sviluppo di idee e iniziative a valore condiviso in linea con gli obiettivi del Gruppo.

Siamo la prima utility in Italia ad aver ottenuto, nel 2022, la certificazione ISO 22301, sulla capacità di investire sul miglioramento continuo della resilienza del business e dei processi aziendali.

La coerenza, unita al pensiero strategico, ci ha fatto da guida nelle decisioni da prendere nei momenti complessi che il settore energetico ha affrontato durante l'anno passato e come ogni anno, questo documento ci permette di analizzare e raccontare i risultati, positivi e meno, raggiunti dal nostro Gruppo, ma soprattutto ci permette di evidenziare l'impegno che ogni giorno tutti i nostri colleghi e noi mettiamo nel realizzare la Life Company.

A loro, ai cittadini, ai clienti, ai nostri azionisti, alle istituzioni, da parte nostra e a nome di tutto il Board di A2A, va il ringraziamento più sincero.



Il Presidente
del Consiglio di
Amministrazione
Marco Patuano



Il Direttore Generale
Renato Mazzoncin

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Marco Emilio Angelo Patuano

Vice Presidente

Giovanni Comboni

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Renato Mazzoncini

Consiglieri

Stefania Bariatti

Vincenzo Cariello

Federico Maurizio d'Andrea

Luigi De Paoli

Gaudiana Giusti

Fabio Lavini

Christine Perrotti

Secondina Giulia Ravera

Maria Grazia Speranza

Collegio Sindacale

Presidente

Giacinto Gaetano Sarubbi

Sindaci Effettivi

Maurizio Leonardo Lombardi

Chiara Segala

Sindaci Supplenti

Antonio Passantino

Patrizia Tettamanzi

Società di Revisione

EY S.p.A.



Dati di Sintesi del Gruppo A2A



Business Units

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

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

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici, idroelettrici ed altre rinnovabili
- Energy Management

Mercato

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

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Smart Infrastructures

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- Servizi di Teleriscaldamento
- Servizi di gestione calore
- 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.

1.1
Business Units

1.2
Aree geografiche
di attività

1.3
Struttura
del Gruppo

1.4
Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2022

1.5
Azionariato

1.6
A2A S.p.A.
in Borsa

1.7
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

Transizione ecologica

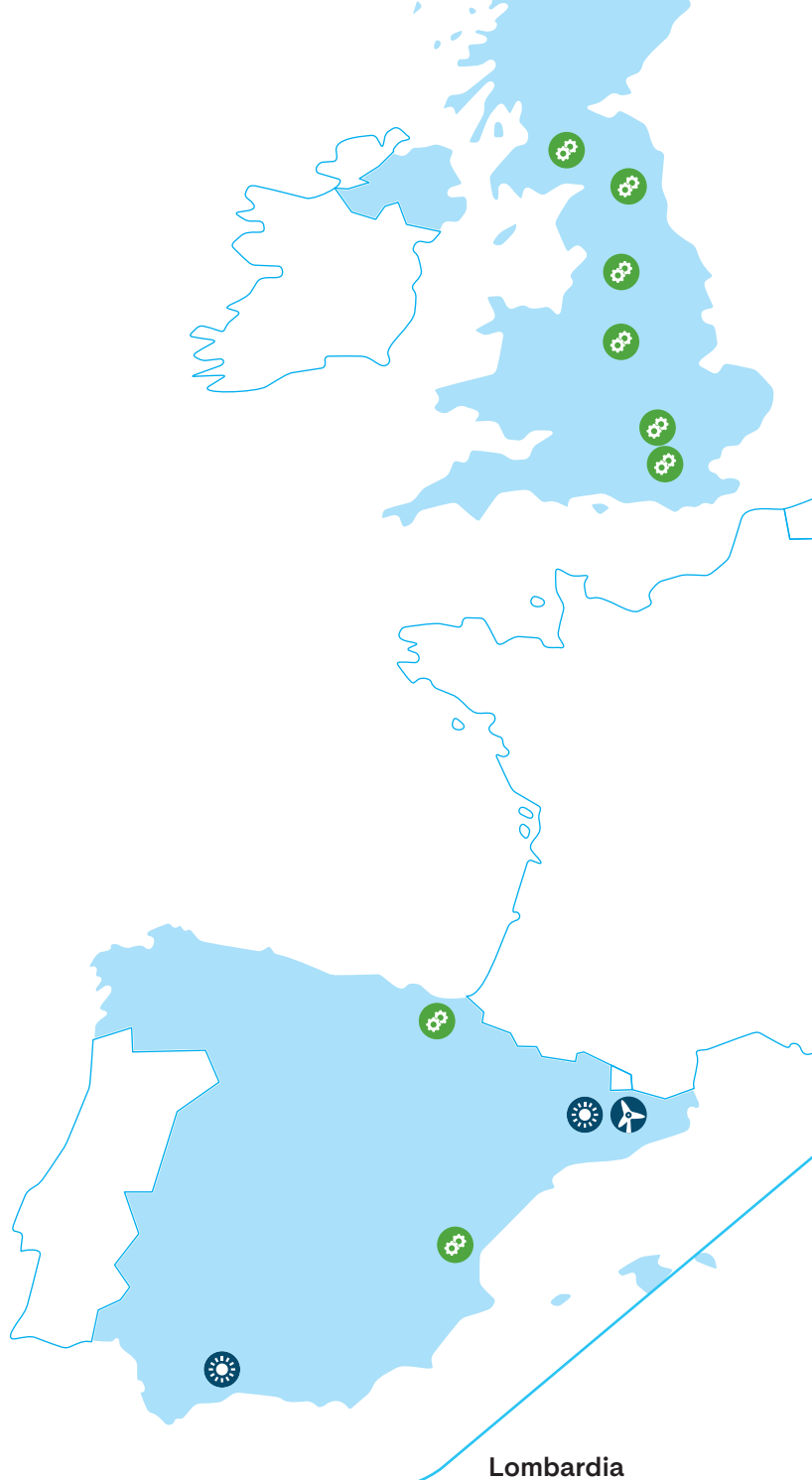


1.2

Aree geografiche di attività

Impianto Termoelettrico	
Impianto Idroelettrico	
Impianto Fotovoltaico	
Impianto Eolico	
Impianto Biomassa	
Impianto di Teleriscaldamento	
Impianto Trattamento Rifiuti	
Impianto Partnership Tecnologiche	

Aggiornata al 31.12.2022



Lombardia

Milano



Brescia



Sondrio



Bergamo



Pavia



Varese



Como



Mantova



Lodi



Cremona



Monza



Lecco



1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

1.1
Business Units

1.2
Aree geografiche
di attività

1.3
Struttura
del Gruppo

1.4
Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2022

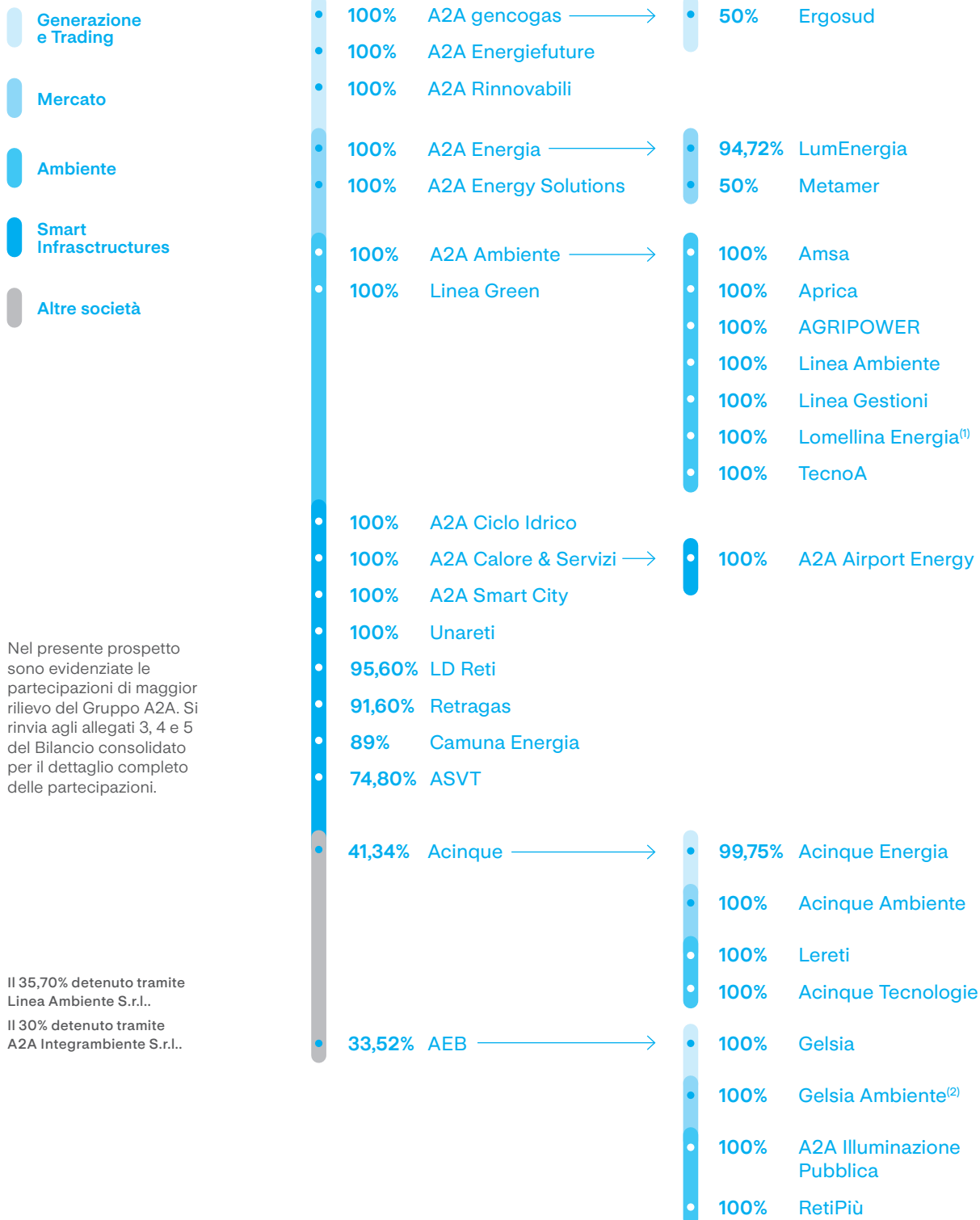
1.5
Azionariato

1.6
A2A S.p.A.
in Borsa

1.7
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)



Struttura del Gruppo



1 Il 35,70% detenuto tramite Linea Ambiente S.r.l..

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

1.4

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2022 ^(**)

23.166

mln €
Ricavi

1.505

mln €
Margine operativo lordo

401

mln €
Risultato d'esercizio

0,0904

€ per azione
Dividendo

1.1
Business Units

1.2
Aree geografiche
di attività

1.3
Struttura
del Gruppo

1.4
Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2022

1.5
Azionariato

1.6
A2A S.p.A.
in Borsa

1.7
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021
Ricavi	23.166	11.549
Costi operativi	(20.896)	(9.400)
Costi per il personale	(765)	(721)
Margine operativo lordo	1.505	1.428
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(818)	(768)
Risultato operativo netto	687	660
Risultato da transazioni non ricorrenti	157	-
Gestione finanziaria	(88)	(70)
Risultato al lordo delle imposte	756	590
Oneri per imposte sui redditi	(344)	(36)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	36	(4)
Risultato di pertinenza di terzi	(47)	(46)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	401	504
Margine operativo lordo/Ricavi	6,5%	12,4%

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

Dati Patrimoniali

milioni di euro	31 12 2022	31 12 2021
Capitale investito netto	8.725	8.416
P.N. del Gruppo e di terzi	4.467	4.303
Posizione finanziaria netta consolidata	(4.258)	(4.113)
Posizione finanziaria netta consolidata / P.N. del Gruppo e di terzi	0,95	0,96
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA	2,8	2,9

Dati Finanziari

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021
Flussi finanziari netti da attività operativa	1.260	1.135
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(1.142)	(1.595)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	118	(460)

Scenario Energetico

	31 12 2022	31 12 2021
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	303,1	125,0
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	333,6	139,8
Prezzo medio del gas al PSV* (Euro/MWh)	121,9	45,8
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS** (Euro/tonn)	81,3	53,4

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

(**) EU Emissions Trading System.

Principali indicatori operativi del Gruppo

	31 12 2022	31 12 2021
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	15.636	14.078
Produzione idroelettrica (GWh)	2.729	4.231
Produzione eolica (GWh)	251	22
Produzione fotovoltaica (GWh)	387	291
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	14.791	14.043
EE venduta in Borsa (GWh)	18.726	18.909
Mercato		
EE venduta a clienti retail (GWh)	20.737	18.426
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.491	1.368
<i>di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero</i>	1.128	923
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	2.677	2.711
PDR Gas (#/1000)	1.579	1.567
<i>di cui PDR Gas Mercato Libero</i>	1.043	929
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.785	1.861
Residenti serviti (#/1000)	3.965	4.065
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.368	3.423
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	2.121	2.082
Smart Infrastructures		
EE distribuita (GWh)	11.238	11.422
Gas distribuito (Mmc)	2.726	3.132
Acqua distribuita (Mmc)	75	76
RAB Energia Elettrica (M€)	827	753
RAB Gas (M€)	1.482	1.466
RAB Ciclo Idrico (M€)	511	411
Vendita calore (GWht)	2.877	3.178
Produzione cogenerazione (GWh)	429	297

1.1 Business Units

1.2 Aree geografiche di attività

1.3 Struttura del Gruppo

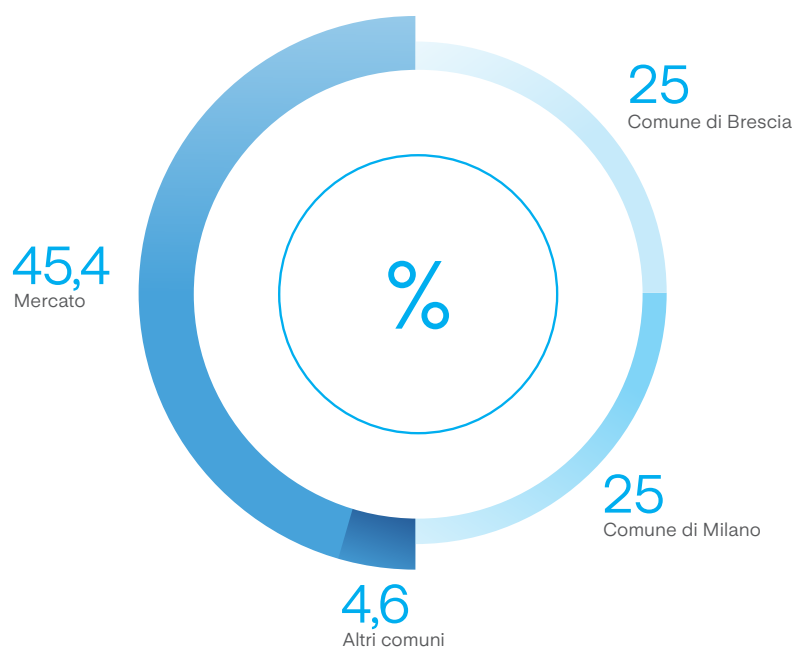
1.4 Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2022

1.5 Azionariato

1.6 A2A S.p.A. in Borsa

1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Azionariato (*)



(*) Fonti: Libro Soci aggiornato alla data di distribuzione del dividendo (25 maggio 2022) e comunicazioni ricevute ai sensi dell'Art. 120 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 ("TUF").

Dati societari di A2A S.p.A.

	31 12 2022	31 12 2021
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)	-	-

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 30/12/2022 (milioni di €):	3.900
Capitale sociale al 30/12/2022 (azioni):	3.132.905.277
Prezzo al 30/12/2022 (€/azione)	1,25
	2022
Capitalizzazione media (milioni di €)	4.292
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.966.105
Prezzo medio (€/azione)	1,37
Prezzo massimo (€/azione)	1,74
Prezzo minimo (€/azione)	0,95

Fonte: Bloomberg.

Il titolo A2A è scambiato anche sulle seguenti piattaforme: Aquis, BlockMatch, CBOE, Chi-X, ITG Posit, Tradegate, Turquoise, UBS MTF.

Il 25 maggio 2022 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0904 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

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

Indici ESG

MIB ESG
FTSE4Good
ECPI Indices
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability
Euronext Vigeo Index: Eurozone 120
Standard Ethics Italian Index
Bloomberg Gender Equality Index
Solactive Climate and Energy Transition Index

Fonti: Bloomberg e informazioni societarie.

Nel 2022 A2A ha ottenuto i seguenti rating:

Questionario Rating ESG

CDP Climate Change	A-
CDP Water	A-
FTSE ESG Rating	3,7/5
ISS ESG	B-
MSCI	BB
Refinitiv	B+
Standard Ethics	EE+
S&P CSA	77/100
Sustainalytics	21,0/40
Vigeo	64/100

Rating Debito

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

Fonti: agenzie di rating.

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

1.1
Business Units

1.2
Aree geografiche
di attività

1.3
Struttura
del Gruppo

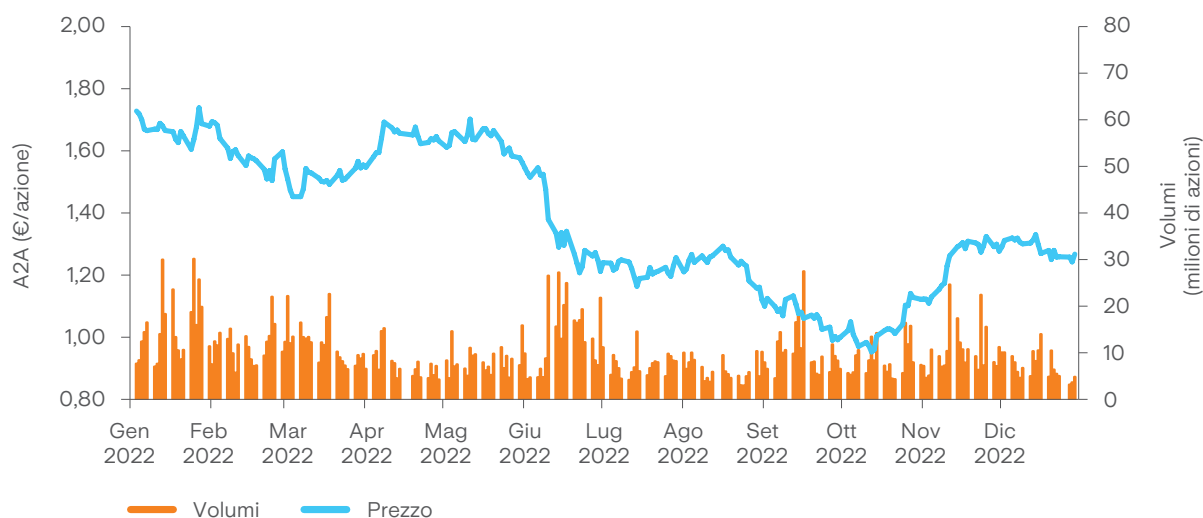
1.4
Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2022

1.5
Azionariato

1.6
A2A S.p.A.
in Borsa

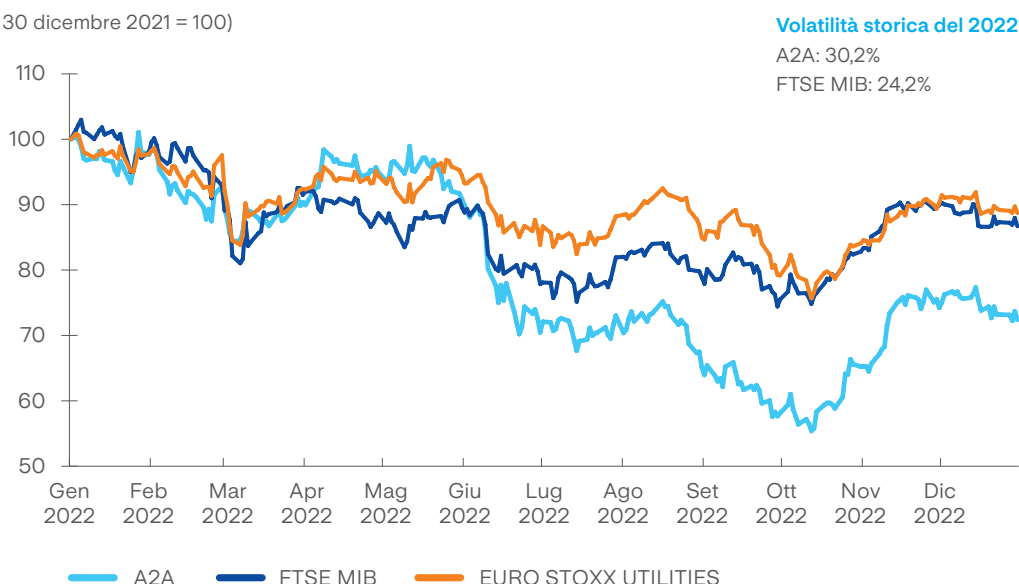
1.7
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo: 30 dicembre 2021 = 100)



Fonte: Bloomberg.

Nel 2022 i mercati azionari mondiali sono stati fortemente penalizzati dallo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina e dal significativo aumento dell'inflazione, indotto principalmente dagli incrementi nei prezzi dell'energia, che ha spinto le banche centrali ad adottare ripetuti interventi di politiche monetarie restrittive: in particolare, la BCE ha alzato i tassi a luglio per la prima volta dal 2011 fino a portarli all'attuale 2,5%, mentre la FED ha incrementato il tasso di riferimento al 4,25% con sette rialzi consecutivi.

Il FTSE MIB ha perso il 13,3%, risultando tra i peggiori in Europa. Ribassi molto pesanti anche per la borsa americana (Nasdaq -33% e S&P 500 -20%) e cinese (-14% impattato anche dalla politica anti-covid). Un'eccezione positiva è stata la borsa UK (+1%), dove è rilevante il peso dei comparti oil & gas ed estrattivo, settori con la migliore performance annuale a livello europeo (+24% e +4% rispettivamente).

Gli andamenti delle società del comparto utilities hanno risentito del contesto di tassi di interesse crescenti e sono stati fortemente penalizzati dall'elevata volatilità dei prezzi delle commodities, oltre che dagli interventi dei governi per mitigare il caro energia.

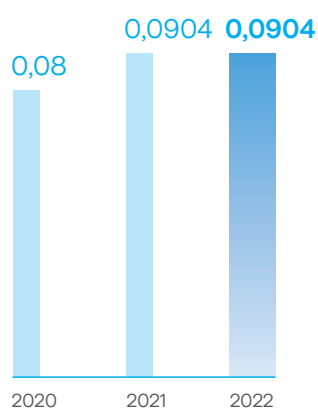
A2A (-27,6%) ha sottoperformato l'indice FTSE MIB, ma ha registrato la performance migliore tra le multiutilities italiane, grazie ad una ripresa significativa negli ultimi mesi dell'anno sostenuta dai risultati societari e dall'aggiornamento del Piano Strategico.

1.7

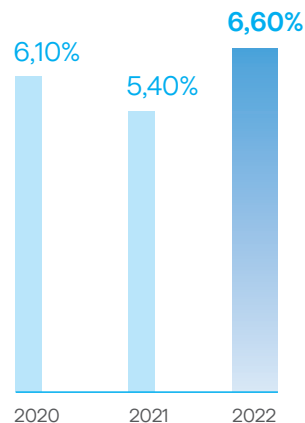
Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Dividendo

euro per azione

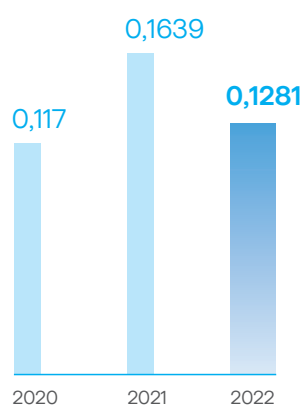


Dividend Yield



Risultato per azione

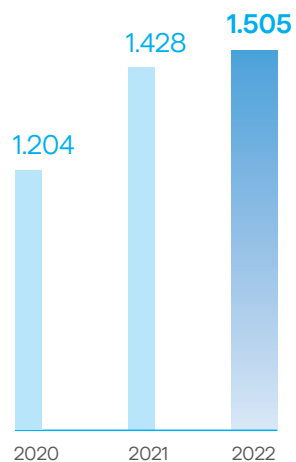
euro per azione



- 1.1 Business Units
- 1.2 Aree geografiche di attività
- 1.3 Struttura del Gruppo
- 1.4 Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2022
- 1.5 Azionariato
- 1.6 A2A S.p.A. in Borsa
- 1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

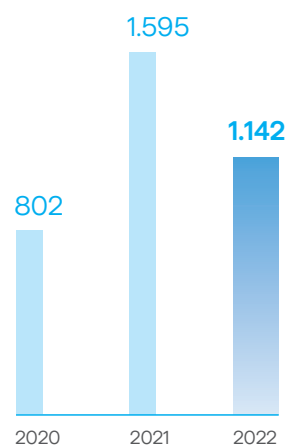
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



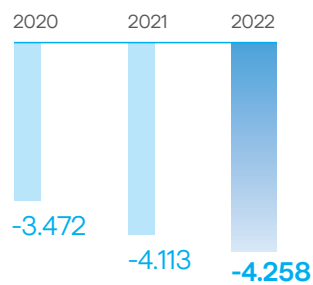
Investimenti Netti

milioni di euro



Indebitamento Finanziario Netto

milioni di euro

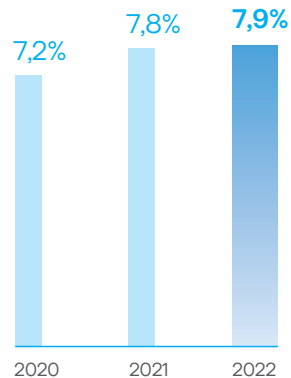


Indebitamento Finanziario Netto/EBITDA

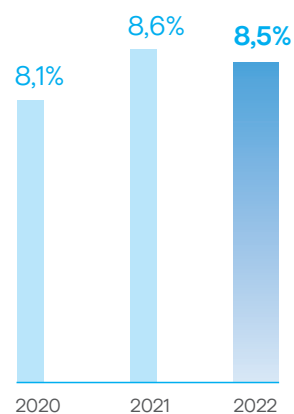
milioni di euro



ROI



ROE



Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Nella presente Relazione sulla gestione sono stati utilizzati alcuni indicatori alternativi di performance (AIP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Questi indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo A2A al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei business in cui opera nonché sulla situazione finanziaria, utili per migliorare la capacità complessiva di valutare la performance finanziaria e patrimoniale.

Tali indicatori sono esposti nella sezione "Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A". Per il Conto economico e per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2021.

Con riferimento agli indicatori alternativi, in data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di indicatori alternativi di performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 3 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA).

Queste Linee Guida – che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b) – hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

In data 15 luglio 2020, l'ESMA ha inoltre pubblicato una nuova versione dei propri Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto (ESMA/31-62-1426), applicabili dal 5 maggio 2021 e che aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319), con l'obiettivo di fornire agli emittenti indicazioni relative alla valutazione delle informazioni rilevanti da includersi nell'informativa finanziaria.

In conformità con le Linee Guida, le descrizioni, i contenuti e le basi di calcolo utilizzate per la costruzione degli indicatori alternativi di performance adottati dal Gruppo sono di seguito descritte.

Margine operativo lordo

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

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (Business Plans) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta un utile strumento per la valutazione

della performance operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola Business Unit), anche mediante la comparazione tra i risultati operativi del periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la performance in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Risultato da transazioni non ricorrenti

Il **Risultato da transazioni non ricorrenti** è un indicatore alternativo di performance finalizzato ad evidenziare le plus/minusvalenze derivanti dalla valutazione al fair value delle attività non correnti cedute e i risultati derivanti dalla cessione di partecipazioni in società controllate non consolidate e collegate e altri oneri/proventi non operativi.

Tale indicatore è posizionato tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene "inquinato" da operazioni aventi natura non ricorrente, consentendo una migliore misurazione dell'andamento della normale gestione operativa del Gruppo.

Capitale immobilizzato netto

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

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

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

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

1.1	Business Units
1.2	Aree geografiche di attività
1.3	Struttura del Gruppo
1.4	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2022
1.5	Azionariato
1.6	A2A S.p.A. in Borsa
1.7	Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti

Il **Capitale Circolante Netto** è determinato come somma algebrica di:

- rimanenze;
- crediti commerciali;
- debiti commerciali;

Le **Altre attività/passività correnti** comprendono:

- altre attività correnti;
- altre passività correnti;
- attività per imposte correnti/debiti per imposte.

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

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

Capitale investito/ Capitale investito netto

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

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

Fonti di copertura

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

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

Posizione finanziaria netta/ Indebitamento finanziario netto

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

- Totale Indebitamento a medio e lungo termine: la posta include la quota non corrente delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del Leasing finanziario e le Altre passività non correnti. Ai sensi delle nuove raccomandazioni ESMA, tale posta dovrebbe includere inoltre la quota non corrente dei Debiti commerciali e altri debiti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento implicito (debiti con scadenza oltre 12 mesi);
- Totale Crediti finanziari a medio e lungo termine: la voce include le Attività finanziarie non correnti (comprese quelle con parti correlate) e le Altre attività non correnti.

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

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

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

La Posizione finanziaria netta del Gruppo A2A è calcolata in conformità alle Raccomandazioni ESMA/31-62-1426 del 15 luglio 2020.

Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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

Gli investitori non dovrebbero fare eccessivo affidamento su questi AIP e non dovrebbero considerare tutti gli AIP come: (i) un'alternativa all'utile operativo o all'utile netto così come calcolati in conformità agli IFRS; (ii) una valutazione della capacità del Gruppo di rispondere alle esigenze di cassa alternativa a quella desumibile dal cash flow da attività operativa, di investimento o da attività di finanziamento (così come determinati in accordo con gli IFRS); oppure (iii) un'alternativa a qualsiasi altro indicatore di performance previsto dagli IFRS.

Questi indicatori alternativi di performance derivano dalla informativa finanziaria storica del Gruppo A2A e non hanno lo scopo di fornire indicazioni relative a future performance finanziarie, posizioni finanziarie o cash flow del Gruppo stesso. Inoltre questi AIP sono stati calcolati in maniera omogenea in tutti i periodi.

Special Items

Gli **Special Items** sono degli eventi non ricorrenti verificatisi nell'esercizio che hanno prodotto un effetto sul Conto economico consolidato.

Risultato Netto Ordinario (Utile Netto Ordinario)

Il **Risultato Netto Ordinario** viene calcolato escludendo da ciascuna voce di Conto economico l'impatto derivante dagli Special Items.

ROI

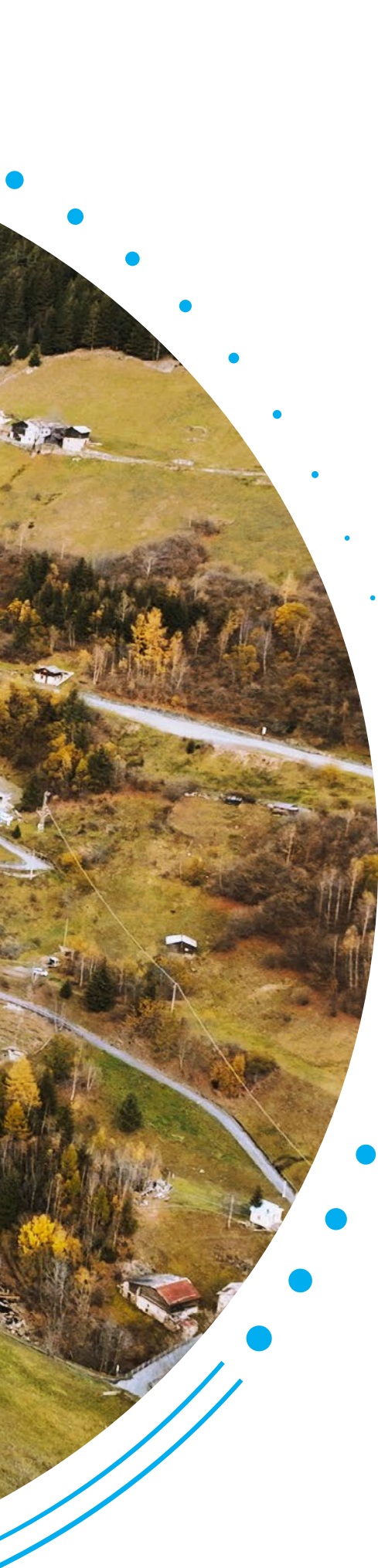
Il **ROI**, cioè il rendimento del capitale investito netto, è dato dal rapporto tra il margine operativo netto e il capitale investito netto. Intende misurare la capacità di produrre ricchezza tramite la gestione operativa e quindi di remunerare il capitale proprio e quello di terzi.

ROE

Il **ROE**, cioè il rendimento del capitale proprio, è dato dal rapporto tra il risultato netto ordinario e il patrimonio netto. Intende misurare la redditività ottenuta dagli investitori a titolo di rischio.

1.1	Business Units
1.2	Aree geografiche di attività
1.3	Struttura del Gruppo
1.4	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2022
1.5	Azionariato
1.6	A2A S.p.A. in Borsa
1.7	Indicatori Alternativi di Performance (AIP)





2

Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

In un anno di forti contrasti economici, geopolitici e sociali A2A ha mantenuto la sostenibilità e il proprio purpose di Life Company al centro della strategia e dell'operato quotidiano.

Il 28 aprile del 2022 è stato presentato all'Assemblea degli azionisti di A2A il sesto Bilancio Integrato del Gruppo, che per il quinto anno rappresenta anche la Dichiarazione Non Finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/16. Questo documento continua a essere redatto secondo standard e metodologie rigorose e internazionalmente condivise, in particolare l'Integrated Reporting Framework (IR Framework) e gli Standard internazionali della Global Reporting Initiative (GRI). In questa edizione, in linea con la nuova Strategia, è stato aggiornato il Piano di Sostenibilità di lungo periodo – 2021-2030 – che, oltre a recepire gli obiettivi di sostenibilità contenuti nel Piano Strategico, prevede degli obiettivi più specifici legati alle sue “leve abilitanti”, ovvero: Digital, People e Governance. Inoltre, per il secondo anno, è stata inserita una nuova sezione dedicata alla gestione dei rischi finanziari legati ai cambiamenti climatici, in linea con le raccomandazioni della Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD), con l'obiettivo di fornire al mondo della finanza tutte le informazioni per valutare in modo adeguato la strategia di A2A in materia di gestione dei rischi e delle opportunità legati al clima.

Il Bilancio Integrato 2021 è stato premiato con l'Oscar di Bilancio per l'Integrated Reporting con la seguente motivazione: *“Un report integrato compiuto e maturo che testimonia anche il continuo sforzo di miglioramento in questo campo da parte dell'azienda. Completo, ricco di informazioni, ma con una grande leggibilità e facilità di collegamento anche di carattere ipertestuale. La connettività tra i diversi strati di indicatori viene esaltata all'interno del documento, anche tramite l'adozione di un approccio integrato, un documento allegato e strumenti multimediali e interattivi, venendo così a creare un dialogo tra informazioni presenti nel report e quelle online. Da sottolineare anche l'attenzione all'illustrazione delle strategie, dei rischi e delle opportunità. Scelte grafiche gradevoli”.*

Environmental

Nel 2022 la produzione di energia è stata caratterizzata e influenzata dai forti squilibri macroeconomici derivanti dalla crisi economica post pandemica e dall'inizio della guerra in Ucraina. In questo contesto, il processo di decarbonizzazione intrapreso da A2A per i propri impianti (come la chiusura della Centrale a carbone di Monfalcone nel 2020) si è scontrato con l'esigenza di assicurare una fornitura stabile e costante di energia al Paese; per tale motivo, nel 2022 hanno ripreso l'operatività gli impianti di San Filippo del Mela e di Monfalcone, rispettivamente alimentati ad olio combustibile e carbone. Di conseguenza, sono aumentate le emissioni dirette di CO₂ – emissioni di Scope 1 – legate alla produzione energetica.

Nonostante la situazione contingente il Gruppo ha voluto ribadire il proprio impegno nel percorso di decarbonizzazione

e il 22 novembre 2022 A2A ha approvato l'aggiornamento del Piano Strategico 2021-2030 che ha confermato l'obiettivo di azzeramento delle emissioni dirette e indirette (Scope 1 e 2) generate dal Gruppo al 2040. Grazie all'ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili, a soluzioni di carbon capture e al phase-down dei business carbon intensive, il Gruppo sarà in grado di raggiungere l'ambizioso obiettivo del Net Zero al 2040 con 10 anni di anticipo rispetto agli obiettivi comunitari. Nel 2022 infatti il Gruppo ha iniziato a lavorare sulla definizione di una roadmap specifica per raggiungere questo obiettivo e sulla sperimentazione delle tecnologie di carbon capture. A2A Ambiente e A2A S.p.A. si sono aggiudicate il finanziamento Hercules nell'ambito dei piani europei di finanziamento per la ricerca Horizon. Tale progetto prevede la realizzazione su piccola scala di un prototipo sperimentale per la cattura della CO₂ tramite impiego di ossido di calcio (CaO) presso il termovalorizzatore Silla 2 di Milano.

Il Gruppo ha inoltre pubblicato un documento di impegno per supportare la decarbonizzazione di tutta la propria value chain in cui vengono esplicitate le 4 aree tematiche che delineano il percorso per il raggiungimento del Net Zero. Nello specifico:

- Accelerare la transizione energetica (aumentare la produzione da FER, ottimizzare gli impianti di produzione energetica esistenti);
- Investire responsabilmente (ricerca e sviluppo orientate a progetti di CCS – Carbon Capture and Storage – o investimenti a basso impatto ambientale);
- Promuovere engagement a impatto positivo (utilizzare criteri di ammissioni dei fornitori basati sulla possibilità di garantire prodotti e servizi a basso impatto ambientale nelle gare d'appalto);
- Implementare pratiche aziendali sostenibili (sostituzione della flotta aziendale o promozione di soluzioni di trasporto a basso impatto nello spostamento casa-lavoro dei dipendenti).

Social

Nel 2022 è stato realizzato un percorso di dialogo con i principali stakeholder dei territori in cui A2A opera, arricchendo il programma con 3 nuove aree geografiche nel sud Italia (Puglia, Sicilia e Calabria) insieme ai 6 “storici” appuntamenti (Bergamo, Brescia, Sondrio, Milano, Friuli Venezia-Giulia e Piemonte). L'attività del 2022 ha portato a identificare, sulla base dei risultati del primo ciclo del 2021, le principali barriere alla transizione ecologica in ciascun territorio e a proporre delle soluzioni condivise, concrete e “su misura” del territorio per superarle. Inoltre, a dicembre 2022 A2A ha realizzato il forum nazionale «Nell'interesse delle future generazioni», un evento dedicato alla riforma dell'articolo 9 della Costituzione. In occasione dell'evento, è stato presentato il paper elaborato da Francesco Clementi, Professore di Diritto Pubblico Comparato dell'Università Sapienza di Roma, sull'introduzione del nuovo comma a tutela di: ambiente, biodiversità ed ecosistemi, nell'interesse delle future generazioni. Il convegno ha creato un'importante occasione di riflessione e dibattito sulle implicazioni e l'importanza di questa riforma, promuovendo uno

spazio di dialogo e confronto tra i giovani, istituzioni e impresa.

A2A ha incluso la Generazione Z in tutti questi programmi di engagement ma ha anche realizzato un progetto mirato e concreto per la partecipazione dei giovani al dibattito sulla sostenibilità: la redazione del primo Bilancio di Sostenibilità del Gruppo dedicato ai ragazzi. Il report, relativo ai dati dell'anno 2021, è stato scritto e realizzato insieme a una selezione di talenti Gen Z che è stata immersa nella realtà sostenibile di A2A per una settimana. I talenti selezionati, con il supporto di Giffoni Innovation Hub e Deloitte, sono stati accompagnati in un percorso di comprensione del Bilancio Integrato 2021 di A2A con l'inedito compito di reinterpretarlo nel proprio linguaggio e renderlo il più possibile fruibile ai propri coetanei. I risultati di questa esperienza sono stati raccontati durante il Giffoni Film Festival 2022 in uno spazio di ascolto e dibattito dedicato tutto alle nuove generazioni. Nella cornice del Giffoni Film Festival è stato inoltre presentato "In viaggio con Azzurra", un cortometraggio dedicato ai ragazzi e alla salvaguardia del Pianeta. Protagonisti alcuni adolescenti e Azzurra, il personaggio a fumetti nato da un'idea di A2A e icona di una generazione sensibile ai temi ambientali, racconta il "viaggio sostenibile" di quattro giovani che decidono di raggiungere un concerto a piedi e vuole sottolineare l'importanza dei comportamenti individuali a beneficio di tutta la comunità.

Durante l'intero anno 2022, per quanto riguarda le attività educative, le scuole hanno avuto a disposizione un'offerta didattica ricca di contenuti in grado di rispondere anche alle nuove esigenze digitali del mondo scolastico. Tra aprile e maggio si sono conclusi i due progetti educativi rivolti alle scuole di tutta Italia: "Olimpiadi della sostenibilità" ed "Ecogame A2A – Transizione energetica".

Sono proseguiti i webinar per i docenti e sono state messe a disposizione 26 borse di studio Intercultura per giovani meritevoli per programmi di approfondimento linguistico a indirizzo STEAM all'estero.

Le visite didattiche agli impianti A2A hanno registrato la partecipazione di 2.740 tra studenti e insegnanti. Inoltre, è stato avviato un percorso di PCTO (Percorsi per Competenze Trasversali e per l'Orientamento) di 40 ore certificate a cui hanno aderito 15.303 studenti delle scuole secondarie di II grado per apprendere le nuove competenze necessarie per le professioni nel settore energetico.

Infine, nel 2022, a seguito della riforma del terzo settore e dell'entrata in vigore del RUNTS (Registro Unico Nazionale del Terzo Settore) Banco dell'Energia si è trasformato da Comitato Onlus a Fondazione Ente Filantropico. Nel 2022 si è consolidato l'impegno, da parte del Banco, di proseguire nella promozione del Manifesto "Insieme per contrastare la povertà energetica. Negli ultimi mesi del 2022 è stato dato seguito alle attività di engagement

iniziate a fine 2021 che hanno portato all'adesione di nuovi stakeholder raggiungendo i 60 firmatari. Il 2022 è stato per il Banco un anno ricco di nuove progettualità: l'iniziativa "Energia in periferia" ha avuto seguito in altri territori italiani (Roma e Reggio Calabria). A dicembre 2022 sono stati infine presentati il progetto "Accesso Consapevole e sostenibile all'energia" in collaborazione con Croce Rossa Italiana che interesserà più di 400 beneficiari che vivono in sei diverse città italiane, e il progetto "condomini Solidali" per supportare le strutture di Social Housing dedicate agli anziani della Comunità di Sant'Egidio in Roma. Al 31 dicembre 2022 Banco dell'Energia ha raccolto e donato oltre 6,5 milioni di euro e aiutato più di 10.000 famiglie.

Governance/finanza

Nel 2022 la società è inoltre stata confermata in nove indici etici ESG (MIB ESG, FTSE4Good Index, ECPI ESG Equity, Ethibel Sustainability Index Excellence Europe, EURO STOXX Sustainability Index, Euronext Vigeo Index, Eurozone 120, Standard Ethics Italian Index, Solactive Climate Change Index, Bloomberg Gender Equality Index).

A giugno 2022 Standard Ethics agenzia di rating indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha annunciato di aver alzato il Corporate Rating di A2A a "EE+" dal precedente "EE" con Outlook "Positivo", posizionando A2A come l'azienda del proprio settore con il rating più alto. Questo importante risultato ci ha permesso di vincere il Premio Best ESG rating Award di Milano Finanza durante la cerimonia degli ESG Awards.

Nel corso del 2022 A2A ha dato un ulteriore impulso allo sviluppo dei prodotti di Finanza Sostenibile. Nel mese di febbraio è stato pubblicato l'aggiornamento del Sustainable Finance Framework che recepisce i più ambiziosi target di sostenibilità del Piano Strategico 2021-2030.

Il Sustainable Finance Framework, che rappresenta l'insieme delle linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile del Gruppo, combina due approcci: il Green – Use of Proceeds, che consente la massima trasparenza circa l'utilizzo dei proventi nel breve termine per specifici progetti, e la componente Sustainability-Linked, che permette una lettura complessiva della strategia di Gruppo di più lungo termine, legando gli strumenti di debito a uno o più obiettivi di sostenibilità del Gruppo.

Il Sustainable Finance Framework, che copre qualsiasi tipo di strumento finanziario, è stato redatto secondo i Green Bond Principles (2021) e i Sustainability-Linked Bond Principles 2020 pubblicati dall'International Capital Market Association (ICMA), e secondo i Green Loan

Principles (2021) e Sustainability-Linked Loan Principles (2021) pubblicati dalla Loan Market Association (LMA).

Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG, ha rilasciato una Second Party Opinion che conferma la robustezza del Sustainable Finance Framework e ne attesta l'allineamento ai principi ICMA e LMA. L'agenzia ha inoltre evidenziato l'impegno di A2A nello sviluppo della finanza sostenibile e la sua posizione "Advanced" come emittente.

Nell'ambito del nuovo Sustainable Finance Framework sono state poi concluse tre importanti operazioni di funding per il Gruppo:

- un nuovo Sustainability-Linked Bond (ammontare pari a 500 milioni di euro e durata 6 anni), collegato al conseguimento del target relativo alla capacità installata da fonti rinnovabili. Questo importante obiettivo contribuisce al raggiungimento degli SDGs 7 e 13 delle Nazioni Unite, e
- due nuovi Green Bond (ammontare 600 milioni di euro e durata 4 anni il primo, 650 milioni di euro e durata 8 anni il secondo) i cui proventi netti andranno a finanziare progetti strategici di economia circolare e transizione energetica allineati alla Tassonomia Europea (in particolare all'obiettivo "mitigazione dei cambiamenti climatici").

Grazie a queste operazioni, la quota di debito in formato ESG sul totale debito lordo al 31 dicembre 2022 risulta pari al 58%.

Inoltre, in data 30 giugno 2022, A2A ha sottoscritto una nuova linea di credito revolving (RCF) Sustainability-Linked, di ammontare pari a 410 milioni di euro e durata 3 anni, collegata al raggiungimento di tre obiettivi in ambito Social e Governance (riduzione dell'indice di frequenza infortunistica, aumento della percentuale dell'ordinato a fornitori valutati con indicatori ESG e riduzione del gap salariale tra uomini e donne). La linea prevede un meccanismo di aggiustamento del margine di interesse sia nel caso in cui A2A raggiunga i target prefissati (step down) sia nel caso in cui A2A non raggiunga tali target (step up). Gli importi relativi al potenziale risparmio o al maggior costo saranno donati da A2A al Banco dell'energia Onlus e andranno, dunque, a beneficio della comunità.

Infine, A2A ha ulteriormente ampliato la propria gamma di strumenti sostenibili estendendola anche al mondo assicurativo, con la creazione di una soluzione assicurativa di Responsabilità Civile e Generale legata al raggiungimento di cinque obiettivi di sostenibilità - che riguardano la salute e la sicurezza sul lavoro - e costruita attorno al "fattore Social" dei criteri ESG (Environmental, Social, Governance). Tra questi: visite ispettive nei cantieri del Gruppo A2A; accessi alle iniziative di formazione sulla salute proposte da A2A e alla formazione sulla sicurezza rivolta ai suoi dipendenti; percentuale di ordini effettuati a fornitori valutati con indicatori ESG; verifica del mantenimento del numero di società del Gruppo certificate ISO45001.





3

Scenario e Mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo

Nel corso del 2022 l'attività economica mondiale è stata colpita da diversi fattori che ne hanno frenato il ritmo di crescita, soprattutto nella seconda parte dell'anno. La guerra mossa dalla Russia all'Ucraina ha destabilizzato i mercati delle materie prime energetiche ed ha fomentato l'incertezza sulla sicurezza alimentare soprattutto nelle economie emergenti. Congiuntamente al conflitto in Ucraina hanno esercitato pressioni sulle catene mondiali di approvvigionamento anche le misure di chiusura adottate in Cina con la strategia zero-Covid. L'effetto combinato di quanto sopra esposto e le tensioni sui mercati delle commodities hanno alimentato l'inflazione. I prezzi delle materie prime si sono dimostrati volatili e soggetti a rischi dal lato dell'offerta mentre le condizioni finanziarie si sono deteriorate, riflettendo, a livello globale, l'inasprimento della politica monetaria e l'aumento dei rendimenti. Secondo la stima preliminare della World Bank, la crescita stimata del PIL mondiale dovrebbe attestarsi al 2,9% nella media del 2022 rispetto ad una crescita del 5,9% dell'anno precedente.

Nelle economie avanzate le condizioni sono fortemente peggiorate a causa del calo della fiducia, dell'inflazione elevata e del rapido inasprimento della politica monetaria. Negli Stati Uniti, nei quali è in corso uno dei cicli di inasprimento della politica monetaria più aggressivi della storia recente, la crescita ha rallentato assestandosi nel 2022 all'1,9%. Nel Regno Unito l'elevata inflazione al consumo, l'aumento dei costi dei mutui ipotecari e le condizioni finanziarie tese stanno esercitando un forte freno sui consumi e sugli investimenti privati che hanno determinato una contrazione del PIL a partire dal terzo trimestre. In Cina una serie di fattori ha inciso negativamente sull'attività economica quali le drastiche restrizioni alla mobilità attuate nell'ambito della strategia zero-Covid nonché la perdurante debolezza nel settore dell'edilizia residenziale. La crescita del PIL nel 2022 si è attestata al 3,0% (8,1% nel 2021) che risulta il livello più basso da oltre 40 anni e significativamente al di sotto dell'obiettivo del 5,5% fissato dalle autorità. In Russia l'economia è entrata in una grave recessione con il PIL 2022 che dovrebbe attestarsi al -5,5%.

L'attività economica nell'Area Euro, dopo una forte crescita nella prima metà dell'anno, ha subito un netto rallentamento nel terzo trimestre che dovrebbe essere proseguito anche nel quarto trimestre. L'elevata inflazione e le condizioni di finanziamento più restrittive hanno frenato la spesa e la produzione riducendo i redditi reali delle famiglie e spinto al rialzo i costi per le imprese. Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro formulate a dicembre dagli esperti dell'Eurosistema prevedono una crescita annua del PIL in termini reali pari al 3,4% nel 2022.

Per quanto concerne l'Italia il PIL ha evidenziato un aumento nei primi tre trimestri dell'anno. Secondo le stime della Banca d'Italia nel quarto trimestre l'attività economica si è indebolita nel confronto con il periodo precedente; avrebbero influito gli effetti del persistere di prezzi energetici elevati e l'attenuazione della ripresa dei settori più colpiti dalla pandemia quali commercio,

trasporti e servizi ricettivi. Nel complesso del 2022 il PIL dovrebbe essere aumentato di quasi il 4%.

Secondo la stima resa nota da Eurostat l'inflazione nell'Area Euro si è attestata al +9,2% nel mese di dicembre, ai livelli più alti da quando è stata creata l'Unione economica e monetaria, rispetto al +10,1% del mese precedente ed al +5,0% del corrispondente mese dell'anno precedente. In dicembre il maggior contributo all'inflazione è arrivato da alimentari, alcolici e tabacco (+2,79%), seguito dalla componente energetica (+1,83%). Nella media d'anno l'inflazione acquisita è pari al +8,4%.

In Italia, nei mesi autunnali, l'inflazione ha raggiunto nuovi massimi sospinta dalla componente energetica che continua a propagarsi agli altri comparti merceologici nell'ambito sia dei beni che dei servizi. Secondo le stime dell'Istat, nel mese di dicembre l'inflazione si è attestata al +11,6% su base annua (dal +11,8% del mese precedente). Nella media d'anno l'inflazione acquisita per il 2022 è pari al +8,2%.

Nelle riunioni di ottobre e dicembre il Consiglio direttivo della BCE ha ulteriormente aumentato, rispettivamente di 0,75 e 0,5 punti percentuali, i tassi di interesse di riferimento portando a 2,5 punti percentuali l'incremento complessivo iniziato nel mese di luglio; ha comunicato che i tassi dovranno ancora salire significativamente e ad un ritmo costante per favorire un ritorno tempestivo dell'inflazione all'obiettivo di medio termine garantendo la stabilità dei prezzi. Nella riunione di dicembre il Consiglio ha inoltre annunciato i criteri in base ai quali procederà alla normalizzazione delle consistenze in titoli detenuti dall'Eurosistema a fini della politica monetaria. Nelle ultime due riunioni di novembre e di dicembre, la Federal Reserve ha alzato di 75 e 50 punti base il tasso obiettivo sui federal funds portandolo a un livello compreso tra il 4,25 e il 4,5 per cento.

Il 2022 ha visto la moneta unica indebolirsi progressivamente nei confronti del dollaro, a causa della divergenza di politica monetaria tra Banca Centrale Europea e Federal Reserve, con il tasso di cambio EUR/USD che partendo da valori medi di 1,13 a gennaio e febbraio ha toccato il minimo di 0,98 nel mese di ottobre, per poi tornare a 1,06 nel mese di dicembre. Nella media del 2022 il tasso di cambio EUR/USD è stato pari a 1,05 dollari in diminuzione dell'11,0% rispetto all'anno precedente.

Le prospettive

Nelle previsioni diffuse in gennaio dalla Banca Mondiale le prospettive per l'economia globale si sono deteriorate a fronte dell'accresciuta incertezza di natura geopolitica, dell'inflazione elevata ed in costante aumento nonché delle condizioni finanziarie tese. Il deterioramento è generalizzato e la crescita del reddito pro-capite sarà più lenta di quanto non fosse durante il precedente decennio. Si prevede che la crescita globale rallenterà bruscamente nel 2023 all'1,7% (1,3 punti percentuali al di sotto delle previsioni precedenti), risultando la

più debole in quasi tre decenni dopo le recessioni del 2009 e del 2020, per poi risalire al 2,7% nel 2024. Gli Stati Uniti, l'Europa e la Cina stanno attraversando un periodo di marcata debolezza e le ricadute che ne derivano stanno esacerbando situazioni avverse sui mercati emergenti e sulle economie in via di sviluppo. Ulteriori shock negativi quali un'inflazione più elevata, politiche maggiormente restrittive, tensioni finanziarie, una maggiore debolezza delle principali economie o crescenti tensioni geopolitiche potrebbero spingere l'economia globale in recessione.

L'economia statunitense dovrebbe rallentare ulteriormente nel prossimo biennio poiché la politica monetaria della Federal Reserve si muove in territorio restrittivo, frenando la crescita ad un +0,5% nel 2023 e ad un +1,6% nel 2024, secondo le più recenti previsioni della Banca Mondiale. Quest'ultima, per quanto riguarda la Cina, prevede che la crescita salirà al 4,3% nel 2023 e al 5,0% nel 2024: si tratta di 0,9 punti percentuali al di sotto delle previsioni precedenti principalmente a causa delle interruzioni sui cicli produttivi legate alla pandemia più lunghe del previsto, alla domanda esterna più debole ed alla debolezza prolungata nel settore immobiliare.

Le prospettive per l'Area Euro si sono lievemente deteriorate e segnalano una crescita più debole rispetto alle proiezioni precedenti. Gli esperti dell'Eurosistema si attendono una recessione breve e di lieve entità al volgere dell'anno. In un contesto in cui la guerra in Ucraina continua a produrre conseguenze economiche che alimentano le forti spinte inflazionistiche, la fiducia dei consumatori e delle imprese è rimasta contenuta, il reddito disponibile reale viene eroso e il forte aumento delle pressioni sui costi riduce la produzione, in particolare nei settori a elevato consumo di energia, ci si attende che il tasso di incremento del PIL in termini reali subisca un calo pronunciato scendendo dal 3,4% per cento nel 2022 allo 0,5% nel 2023 per poi salire nuovamente all'1,9% nel 2024. Rispetto alle proiezioni di settembre le prospettive per il PIL sono state riviste al ribasso di 0,4 punti percentuali per il 2023 mentre rimangono invariate per il 2024.

Per quanto concerne l'Italia, secondo la Banca d'Italia, l'attività economica, sostenuta per gran parte del 2022 dalla dinamica robusta dei consumi e degli investimenti, si è indebolita negli ultimi mesi dell'anno e resterà debole anche nel trimestre in corso per recuperare gradualmente dalla primavera; la crescita dovrebbe acquisire maggiore vigore dal 2024 in concomitanza con la diminuzione delle pressioni inflazionistiche e dell'incertezza. In media d'anno il PIL dovrebbe aumentare dello 0,6% nel 2023 e dell'1,2% nel 2024. Il tasso di disoccupazione dovrebbe scendere gradualmente dall'8,2% nella media del 2023 al 7,9% nel 2024.

In un contesto di eccezionale incertezza gli esperti dell'Eurosistema hanno rivisto significativamente al rialzo le proiezioni sull'inflazione per l'Area Euro che dovrebbe passare da una media dell'8,4% nel 2022 al 6,3% nel 2023, per poi diminuire al 3,4% nel 2024. Il calo dell'inflazione nell'orizzonte temporale di riferimento rispecchia gli effetti dei ribassi connessi alla componente energia, l'impatto graduale della normalizzazione della politica monetaria della BCE, le più deboli prospettive per la crescita e la diminuzione dei prezzi delle materie prime alimentari.

Per quanto riguarda l'Italia, l'indice dei prezzi al consumo, pari all'8,2% nel 2022, dovrebbe attestarsi al 6,5% nel 2023, per poi scendere al 2,6% nel 2024. Tale discesa dipende fortemente dall'ipotesi di una progressiva diminuzione dei prezzi delle materie prime i cui effetti sarebbero solo in parte compensati dall'accelerazione dei salari.

Il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea (BCE), dopo aver alzato di 2,5 punti percentuali i tassi di riferimento nel corso del 2022, ha valutato che dovranno ancora salire significativamente e ad un ritmo costante per favorire un ritorno tempestivo dell'inflazione all'obiettivo di medio termine. Le decisioni future sui tassi continueranno però a essere prese in base all'evoluzione delle prospettive di inflazione e crescita. Il Consiglio ha anche deciso di rendere meno vantaggiose le condizioni applicate alle operazioni mirate di rifinanziamento a più lungo termine (TLTRO3). Il portafoglio del programma di acquisto di attività finanziarie (APP) sarà ridotto a un ritmo misurato e prevedibile, pari in media a 15 miliardi di euro al mese dall'inizio di marzo e sino alla fine del secondo trimestre del 2023. Il reinvestimento dei titoli in scadenza nell'ambito del programma per l'emergenza pandemica (PEPP) proseguirà invece almeno sino alla fine del 2024 e sarà condotto in maniera flessibile. Anche la Federal Reserve, dopo aver alzato l'intervallo obiettivo sui federal funds, portandolo a un livello tra il 4,25 e il 4,5 per cento, ha specificato che i tassi di interesse raggiungeranno un valore più alto di quanto previsto in precedenza per riportare l'inflazione su un livello compatibile con l'obiettivo del 2 per cento.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dai principali analisti, indicano un tasso di cambio EUR/USD oscillare in un range compreso fra 1,05-1,15 nel biennio 2023-24 in un contesto caratterizzato da una politica monetaria particolarmente restrittiva sia negli Stati Uniti che in Europa e tale da fornire sostegno alle rispettive valute.

3.1 Quadro macroeconomico

3.2 Andamento del mercato energetico

Andamento del mercato energetico

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2022 è stato pari a 316.827 GWh, in contrazione dell'1,0% rispetto al fabbisogno 2021 (fonte: Terna); in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura la variazione è pari a -1,5%. Il suddetto fabbisogno è stato soddisfatto per il 55,3% da fonti non rinnovabili, per il 31,1% da fonti rinnovabili e per la restante quota dall'import. Nel 2022 si registra una variazione dell'export in aumento (+16,4%) rispetto al 2021.

La produzione netta di energia nel 2022 è stata pari a 276.373 GWh, in diminuzione dell'1,3% rispetto al precedente anno. Nel 2022 la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) ha evidenziato un calo del 13,1% rispetto all'esercizio precedente, attestandosi a 98,4 TWh. Nello specifico la fonte fotovoltaica è in aumento dell'11,8%, mentre risultano in diminuzione quella eolica (-1,8%) e quella geotermica (-1,6%); la fonte idroelettrica è in calo del -37,7% per effetto della scarsa idraulicità del periodo. In aumento la produzione termoelettrica, che evidenzia un +6,1% rispetto al 2021 e si attesta a 193.287 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'87,2% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte.

Il valore medio del PUN Base Load nel 2022 evidenzia un incremento del +142,5% rispetto al 2021 attestandosi a 303,1 €/MWh. La dinamica risulta guidata prevalentemente da un rialzo significativo dei costi del gas, cui il prezzo dell'energia è correlato, inasprito dal conflitto Russia – Ucraina; sostengono la crescita del PUN anche bassi livelli di offerta nazionale, in particolare quella idroelettrica al Nord. Il PUN a gennaio 2022 si attesta a 224,5 €/MWh, per raggiungere il massimo di 543,2 €/MWh ad agosto, in corrispondenza dell'accentuarsi delle tensioni connesse alla riduzione delle forniture russe di gas. La progressiva riduzione delle quotazioni del gas nel successivo periodo porta ad avere a dicembre un PUN pari a 294,9 €/MWh. Quotazioni medie in aumento anche per il prezzo nelle ore di alto carico (PUN Peak Load) con un valore che si attesta a 333,6 €/MWh (+138,7% rispetto al 2021). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN Off-Peak) si attesta a 286,3 €/MWh, con un aumento del +145,4% rispetto all'anno precedente. Per l'intero anno 2023 le curve forward indicano prezzi di PUN Base Load con valori medi prossimi a 171,9 €/MWh.

Gas Naturale

Le dinamiche osservate nel mercato del gas italiano nel 2022 si inseriscono nello scenario connotato dal conflitto Russia-Ucraina riflettendo gli effetti diretti e indiretti prodotti sulla domanda internazionale, sui flussi e sui prezzi della materia prima. Nel 2022 i consumi di gas naturale in Italia scendono a 68.959 milioni di mc (-9,5%), riportandosi al di sotto dei livelli del 2020 che era stato caratterizzato dall'avvio dell'emergenza sanitaria da Covid-19. La flessione interessa l'intero anno risultando più marcata nell'ultimo quadrimestre in cui gli effetti

recessivi innescati dalla crisi russo-ucraina si sono sommati a condizioni climatiche miti (fonte: Snam Rete Gas). Si riducono i consumi nel settore industriale e civile, con volumi pari rispettivamente a 11.921 milioni di mc (-15,2% sul 2021) e 28.770 milioni di mc (-13,6%). Diminuiscono i consumi anche nel settore termoelettrico, in modo più moderato, attestandosi a 25.103 milioni di mc (-3,4%).

Dal lato offerta, in corrispondenza di una minore domanda e di una produzione nazionale sostanzialmente invariata, si osserva un calo delle importazioni di gas naturale, scese a 68.658 milioni di mc (-4,2%), che hanno rappresentato il 95,7% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio. La produzione nazionale, che ha soddisfatto la parte restante, si attesta a 3.107 milioni di mc (-0,5%).

Per quanto concerne le quotazioni, il prezzo medio del gas al PSV nel 2022 sale su livelli record e si attesta a 121,9 €/MWh, in aumento del +165,9% rispetto al 2021. Il PSV, con un valore di 86,0 €/MWh a gennaio 2022, prosegue il trend rialzista avviato già a partire dall'ultimo trimestre del 2021 e che ha caratterizzato buona parte dell'anno; ad agosto si registra il valore più alto dell'anno pari a 233,5 €/MWh. Le quotazioni decrescono poi ad ottobre, per effetto di stoccaggi pieni e temperature miti, fino ai livelli dell'anno precedente e recuperano a dicembre attestandosi ad un valore pari a 116,6 €/MWh. Analoghe le dinamiche dei prezzi sui principali hub europei: il prezzo medio del gas al TTF nel 2022 è stato pari a 120,5 €/MWh, in aumento del +163,7% rispetto al 2021.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 1,41 €/MWh, in sensibile aumento rispetto al differenziale del 2021 (pari a 0,15 €/MWh). Le quotazioni del gas sui principali mercati europei sono previste in diminuzione nel 2023, con un prezzo medio atteso del gas al TTF pari a 60,6 €/MWh e al PSV pari a 61,9 €/MWh; le rispettive curve forward evidenziano un differenziale PSV-TTF positivo e nell'intorno di 1,35 €/MWh.

Petrolio e carbone

Nel 2022 le quotazioni del petrolio presentano un valore medio pari a 98,8 \$/bbl in aumento del +39,6% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente. La dinamica al rialzo si concentra nel primo semestre raggiungendo a giugno 2022 il livello più elevato a partire dal 2012 ed attestandosi a 117,4 \$/bbl. A partire da luglio si inverte la tendenza per toccare a dicembre il minimo annuale pari a 81,4 \$/bbl. Nel 2022 la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in €/bbl (+56,6%) risulta accentuata dal deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, in calo dell'11,0% rispetto al 2021 (1,05 USD/EUR). Per l'anno 2023 le curve forward del petrolio indicano prezzi con valori medi prossimi a 84,7 \$/bbl.

L'Energy Information Administration (EIA) ha comunicato che la domanda globale di petrolio nel 2022 è stata in media di 99,4

milioni di barili al giorno. L'EIA prevede che nel 2023 la domanda globale di petrolio aumenterà di circa 1,1 milioni di barili al giorno attestandosi a 100,5 milioni di barili al giorno. La domanda globale di petrolio dovrebbe poi crescere ulteriormente attestandosi a 102,2 milioni di barili al giorno nel 2024 trainata principalmente dalla crescita nei paesi non OCSE, soprattutto India e Cina. Tuttavia queste previsioni sono soggette a molte incertezze tra le quali i futuri trend di sviluppo economico globale, le continue tensioni geopolitiche nonché le modalità di gestione degli effetti della pandemia ancora presenti in vari paesi tra cui la Cina.

La produzione di greggio dei paesi membri dell'OPEC è stata in media di 26,7 milioni di barili al giorno nel 2022. L'EIA prevede che la produzione media di greggio OPEC raggiungerà i 28,9 milioni di barili al giorno nel 2023 e aumenterà ulteriormente a 29,5 milioni di barili al giorno nel 2024. La produzione di greggio statunitense è stata in media di 11,9 milioni di barili al giorno nel 2022; l'aumento della produzione nella regione Permian guida la crescita

prevista della produzione statunitense con l'EIA che stima una media di 12,4 milioni di barili al giorno nel 2023 e 12,8 milioni di barili al giorno nel 2024: la più alta produzione di greggio statunitense mai registrata. Considerato il ruolo della Russia nella produzione di greggio a livello mondiale le previsioni circa l'evoluzione dei quantitativi di produzione nonché l'eventuale utilizzo delle riserve strategiche potrebbero subire significative variazioni in relazione all'evoluzione della crisi ucraina.

Accelera la sua crescita anche il carbone che, partendo da quotazioni di gennaio con un valore pari a 170,5 \$/tonn, raggiunge il picco nel mese di luglio a 395,1 \$/tonn per poi ripiegare e chiudere a dicembre con un valore pari a 227,7 \$/tonn. La quotazione nella media dell'anno 2022 è stata pari a 292,8 \$/tonn con una crescita del 137,4% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (123,3 \$/tonn). Il deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro aumenta la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in euro (+166,6%). Per l'anno 2023 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi a 144,9 \$/tonn.

3.1
Quadro
macroeconomico

3.2
Andamento del
mercato energetico



Risultati consolidati e andamento della gestione



Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2022 è variato rispetto al 31 dicembre 2021 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di Volta Green Energy S.r.l. e del 60% di R2R S.r.l., società operanti nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di sette società;
- cessione della partecipazione in Seasm S.r.l., precedentemente consolidata integralmente;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di 4New S.r.l. e 3 New & Partners S.r.l., società che operano nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di undici società. A2A Rinnovabili S.p.A. ha inoltre acquisito, attraverso la controllata 3 New & Partners S.r.l., il 100% di 3 New & Partners Rinnovabili S.r.l. (società costituita nel mese di novembre 2022) con conseguente consolidamento integrale delle società Daunia Calvello S.r.l. e Daunia Serracapriola S.r.l., società che detengono un portafoglio di parchi eolici in Italia;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Calore & Servizi S.r.l. del 100% di A2A Airport Energy S.p.A., società che si occupa di produzione e vendita di energia elettrica, termica e frigorifera.

Inoltre, i dati economici al 31 dicembre 2022 risultano non omogenei rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel corso dell'esercizio 2021:

- acquisizione da parte di A2A Ambiente S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di TecnoA S.r.l., società attiva nel trattamento dei rifiuti speciali, avvenuta a dicembre 2021;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di LGH S.p.A. (ora fusa in A2A S.p.A.) del 100% delle quote della società Agripower S.p.A., società specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas, a partire da aprile 2021;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale di 15 società con 17 impianti e 173 MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables, a partire da aprile 2021;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici, a partire da aprile 2021.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2022, confrontati con i dati dell'anno precedente.

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	23.166	11.549	11.617	100,6%
<i>di cui:</i>				
- Ricavi di vendita e prestazioni	22.946	11.352	11.594	102,1%
- Altri ricavi operativi	220	197	23	11,7%
Costi operativi	(20.896)	(9.400)	(11.496)	122,3%
Costi per il personale	(765)	(721)	(44)	6,1%
Margine Operativo Lordo	1.505	1.428	77	5,4%
Ammortamenti e svalutazioni	(726)	(679)	(47)	6,9%
Accantonamenti	(92)	(89)	(3)	3,4%
Risultato Operativo Netto	687	660	27	4,1%
Risultato da transazioni non ricorrenti	157	-	157	n.s.
Oneri netti di gestione finanziaria	(90)	(72)	(18)	25,0%
Quota di risultato di società consolidate ad equity	2	2	-	n.s.
Risultato al lordo delle imposte	756	590	166	28,1%
Oneri per imposte sui redditi	(344)	(36)	(308)	n.s.
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	412	554	(142)	(25,6%)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	36	(4)	40	n.s.
Risultato di pertinenza di terzi	(47)	(46)	(1)	2,2%
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	401	504	(103)	(20,4%)

Nel 2022 i **Ricavi** del Gruppo sono risultati pari a 23.166 milioni di euro, in aumento del 101% rispetto all'anno precedente. La variazione è prevalentemente legata alle dinamiche rialziste dei prezzi delle commodities che hanno caratterizzato l'anno in corso ed è riconducibile:

- per quasi il 60% ai mercati energetici all'ingrosso, in particolare, all'incremento dei prezzi dell'elettricità; il contributo legato alla crescita dei volumi venduti e intermediati è residuale;
- per oltre il 40% ai mercati retail prevalentemente per i maggiori prezzi unitari elettricità, gas e calore.

I **Costi operativi** sono risultati pari a 20.896 milioni di euro in crescita del 122,3%. La variazione, specularmente all'incremento dei ricavi, è dovuta quasi interamente all'aumento dei costi di approvvigionamento delle materie prime a seguito dell'aumento dei prezzi delle commodities.

Il **Costo del lavoro** si è attestato a 765 milioni di euro (721 milioni di euro nel 2021). L'aumento è legato in parte ai maggior FTE (+291 FTE rispetto all'anno precedente) ed in parte al maggior costo unitario per rinnovi contratti collettivi, politica retributiva (aumenti di merito, passaggi di categoria e modifica criterio di contabilizzazione dei premi individuali corrisposti una tantum) e ad una minore capitalizzazione del costo.

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 1.505 milioni di euro, in aumento di 77 milioni rispetto all'anno precedente.

Al netto delle partite non ricorrenti (+3 milioni nel 2022, +31 milioni di euro nel 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario è aumentato di 105 milioni di euro (+8%): la contrazione di marginalità registrata nelle Business Mercato e Smart Infrastructures è stata più che compensata dai risultati delle Business Unit Generazione & Trading e Ambiente.

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

milioni di euro	31 12 2022	31 12 2021	Delta	Delta %
Generazione & Trading	554	368	186	50,5%
Mercato	125	214	(89)	(41,6%)
Ambiente	359	341	18	5,3%
Smart Infrastructures	519	538	(19)	(3,5%)
Corporate	(52)	(33)	(19)	57,6%
Totale	1.505	1.428	77	5,4%

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione & Trading è risultato pari a 554 milioni di euro in incremento di 186 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (+50,5%). Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto, pari a -17 milioni di euro nel 2022 e +10 milioni di euro nel 2021, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 213 milioni di euro, pari al +59%.

La variazione positiva è principalmente riconducibile a:

- remunerazione del capacity market per 130 milioni di euro, grazie all'aggiudicazione di capacità produttiva nelle aste indette da Terna per garantire la sicurezza del sistema con risorse sempre disponibili;
- funzionamento dell'impianto di Monfalcone su mercato MGP riattivato su richiesta del Governo per fronteggiare la crisi energetica in atto, per 60 milioni di euro;
- positiva performance del portafoglio di Trading per 55 milioni di euro (81 milioni di euro nel 2022; 26 milioni di euro nel 2021);
- opportunità conseguite sul mercato dei servizi ancillari ("MSD") per 49 milioni di euro (+15% rispetto al 2021), a seguito delle richieste di Terna per le criticità della rete che hanno caratterizzato l'anno in esame;
- contributo degli impianti fotovoltaici ed eolici delle nuove società acquisite per 40 milioni di euro. Le produzioni da fonti eoliche e fotovoltaiche, grazie all'apporto delle società acquisite nel corso del 2021 e del 2022 (Octopus, 3New e 4New) hanno registrato una crescita significativa, attestandosi rispettivamente a 251 GWh e 387 GWh.

Gli impatti positivi sono stati in parte compensati da:

- minore produzione idroelettrica (-36%) per -96 milioni di euro, dovute alla forte siccità registrata nell'anno;
- maggiori oneri per canoni idroelettrici per -10 milioni di euro.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato è risultato positivo per 125 milioni di euro (214 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due anni di confronto, pari a +2 milioni di euro nel 2022 e +14 milioni di euro nel 2021, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in diminuzione di 77 milioni di euro, pari al -39%.

La contrazione si è concentrata nel primo semestre dell'anno, per effetto del calo di marginalità unitaria del comparto energy retail, sia elettricità che gas, a causa di:

- differente distribuzione temporale della marginalità dei contratti a prezzo fisso rispetto all'anno precedente, a parità di margine contrattuale complessivo;
- impatti collegati a consumi dei clienti finali, differenti rispetto ai profili contrattualizzati;
- sbilanciamenti enfatizzati dal livello dei prezzi dell'energia dell'anno.

Il Margine Operativo Lordo Ordinario del secondo semestre è risultato in miglioramento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+36 milioni di euro), per effetto di un parziale riassorbimento dei sopra citati impatti negativi con particolare riferimento al settore elettricità. È inoltre proseguito anche nella seconda parte dell'anno il contributo positivo dello sviluppo commerciale, sia in termini di aumento dei clienti che dei volumi serviti.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 359 milioni di euro (341 milioni di euro al 31 dicembre 2021) in aumento di 18 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+9 milioni di euro nel 2022 e +8 milioni di euro nel 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 17 milioni di euro, pari al +5%.

Ha contribuito al risultato del periodo il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+ 30 milioni di euro rispetto al 2021) per:

- dinamica positiva dei prezzi di cessione di energia elettrica e calore degli impianti di termovalorizzazione per complessivi 39 milioni di euro. L'effetto economico legato alle minori quantità trattate è trascurabile;
- incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani che ha compensato la diminuzione delle quantità trattate (+3 milioni di euro). Infatti, le quantità destinate al recupero energia hanno registrato una contrazione a seguito della minore disponibilità del termovalorizzatore di Parona;
- marginalità degli impianti alimentati a biomasse (+6 milioni di euro) sia per effetto dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica sia per l'apporto incrementale di Agripower, consolidata a partire dal mese di aprile 2021. Tale significativo contributo è stato in parte riassorbito dall'aumento dei costi, in particolare delle biomasse a seguito di una dinamica rialzista dei prezzi che ha interessato il settore nell'anno in esame;
- maggiori costi per smaltimento polveri, materie prime e reagenti (14 milioni di euro).

Tale risultato è stato in parte compensato dalla minore marginalità del comparto raccolta rifiuti (-12 milioni di euro), penalizzato in maniera rilevante dall'aumento registrato nell'anno del costo del carburante consumato dagli automezzi utilizzati e solo limitatamente dalla perdita della concessione di alcuni comuni, in particolare Varese.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Smart Infrastructures del 2022 è risultato pari a 519 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Al netto delle partite non ricorrenti (+18 milioni di euro nel 2022, +7 milioni di euro nell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 501 milioni di euro, in diminuzione di 30 milioni di euro pari al -6% rispetto al 2021.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica (-14 milioni di euro): diminuzione legata ai minori ricavi ammessi ai fini regolatori a seguito delle deliberazioni dell'Autorità di settore (ARERA) in merito alla remunerazione del capitale, alla perequazione perdite elettricità, maggiori costi operativi (penali per continuità del servizio, manutenzione software e smobilizzi) e maggior costo del personale dell'anno rispetto all'esercizio precedente;
- reti di distribuzione gas (-33 milioni di euro): diminuzione legata ai minori ricavi ammessi ai fini regolatori a seguito delle deliberazioni dell'Autorità di settore (ARERA) in merito alla remunerazione del capitale e ai maggiori costi operativi dell'anno rispetto all'esercizio precedente (principalmente oneri per l'aggiornamento del canone gas relativo all'ATEM Milano 1 e costi energetici);
- teleriscaldamento: +25 milioni di euro, prevalentemente per l'aumento dei margini unitari relativi alla vendita di energia elettrica e per l'apporto della nuova società acquisita A2A Airport Energy. La contrazione di marginalità delle vendite di teleriscaldamento, dovuta in parte ai minori volumi di calore venduti (-9,5% rispetto all'anno precedente), è stata neutralizzata dai benefici derivanti dalle agevolazioni previste dai decreti Aiuti in merito ai crediti di imposta per le imprese non energivore e non gasivore;
- ciclo idrico: -18 milioni di euro per maggiori costi operativi, in particolare energia elettrica;
- illuminazione pubblica: +9 milioni di euro riconducibili all'adeguamento dei canoni a seguito dell'aumento dei costi energetici.

Gli **“Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”** sono pari a 818 milioni di euro (768 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un incremento di 50 milioni di euro.

Gli **“Ammortamenti e svalutazioni”** risultano pari a 726 milioni di euro (679 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 233 milioni di euro (201 milioni di euro al 31 dicembre 2021). La voce rileva maggiori ammortamenti per 32 milioni di euro relativi, per 13 milioni di euro, all'implementazione di sistemi informativi, per 5 milioni di euro al servizio idrico integrato ed alla distribuzione e misura gas, per 5 milioni di euro relativi alle nuove customer list delle società Yada Energia ed A2A Energia e per 9 milioni di euro per variazione del perimetro di consolidamento.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali che risultano pari a 491 milioni di euro presentano un aumento di 26 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 e sono riferiti principalmente a incrementi degli investimenti e variazioni di perimetro. In particolare:

- maggiori ammortamenti per 17 milioni di euro derivanti dai primi consolidamenti delle società acquisite nel corso dell'esercizio 2022 e 2021;
- maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro per diritti d'uso;
- maggiori ammortamenti per 3 milioni di euro relativi al piano disinvestimenti dei pannelli fotovoltaici degli impianti di Sernide e Chivasso;
- maggiori ammortamenti per 10 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2021;
- maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro a seguito della ripresa calcolo ammortamenti sulle opere bagnate del nucleo Valtellina;
- minori ammortamenti per 2 milioni di euro correlati al piano disinvestimenti relativi agli asset dell' impianto di trattamento e deposito Linea 1 Termoutilizzatore di Parona;
- minori ammortamenti per 3 milioni di euro a seguito del cambio di vita utile dell'impianto di San Filippo del Mela spostata al 2025;
- minori ammortamenti per 3 milioni di euro correlati all'incremento dei tassi di attualizzazione sui fondi chiusura/post chiusura discariche e decommissioning.

Le svalutazioni dell'esercizio risultano pari a 2 milioni di euro e si riferiscono per 1 milione di euro alla svalutazione sull'impianto di Rovato e per 1 milione di euro all'abbandono di progetti non più nel core business della società (13 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Gli **“Accantonamenti per rischi”** presentano un effetto netto pari a 2 milioni di euro (effetto netto pari a 56 milioni di euro al 31 dicembre 2021) dovuto agli accantonamenti dell'esercizio per 61 milioni di euro relativi all'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica per 43 milioni di euro, ad accantonamenti per spese chiusura e post chiusura discariche per 3 milioni di euro, ad accantonamenti a fondi fiscali per 2 milioni di euro, ad altri accantonamenti per contenziosi in essere per 2 milioni di euro e ad altri accantonamenti per 11 milioni di euro, rettificati, per 59 milioni di euro, da eccedenze a seguito del rilascio di fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche per 44 milioni di euro, al rilascio di fondi per sovraccanoni di derivazione idroelettrica per 6 milioni di euro, al rilascio di fondi per contenziosi legali e contenziosi fiscali per 7 milioni di euro ed ad altri rilasci per 2 milioni di euro.

L'**“Accantonamento per rischi su crediti”** presenta un valore di 90 milioni di euro (33 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e si riferisce per 88 milioni di euro all'accantonamento dell'esercizio per rischi su crediti commerciali e per 2 milioni di euro all'accantonamento per rischi su altri crediti.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il **“Risultato Operativo Netto”** risulta pari a 687 milioni di euro (660 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Il **“Risultato da transazioni non ricorrenti”** risulta pari a 157 milioni di euro (non presenta alcun valore al 31 dicembre 2021) e si riferisce alla plusvalenza derivante dalla cessione di tre immobili siti a Milano avvenuta nel mese di febbraio 2022.

Gli **“Oneri netti della gestione finanziaria”** sono risultati pari a 90 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un incremento pari a 18 milioni di euro. L'incremento è riferito principalmente all'aumento degli interessi su prestiti obbligazionari e verso istituti di credito pari a 22 milioni di euro.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta pari a 2 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2021) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute in alcune società collegate.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nell'esercizio in esame sono risultati pari a 344 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2021). L'incremento delle imposte rispetto al precedente esercizio è riconducibile al Contributo straordinario di solidarietà previsto per l'anno 2023, determinato ai sensi dell'articolo 1, commi 115-119 della Legge 29 dicembre 2022, n. 197 (Legge di Bilancio 2023) pari a complessivi 117 milioni di euro, nonché al Contributo straordinario in base al DL 21 marzo 2022, n. 21, convertito in Legge 20 maggio 2022, n. 51 (DL Taglia Prezzi) pari a complessivi 5 milioni di euro. L'esercizio 2021 comprendeva il rilascio di imposte differite passive in seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo, che ha consentito di riallineare le differenze tra maggiori valori civilistici e minori valori fiscali su beni materiali e la conseguente deduzione dei maggiori ammortamenti fiscali a partire dall'esercizio in corso, nonché il rilascio di una parte di imposte anticipate Irap in quanto il Gruppo ha ritenuto non ragionevole la loro recuperabilità. L'impatto del rilascio delle imposte differite/anticipate era risultato pari a 168 milioni di euro mentre l'iscrizione di un'imposta sostitutiva a seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020 era risultata pari a 23 milioni di euro. Al netto dell'effetto degli special items, come sotto riportati, il Tax rate si attesta al 29% contro il 30,6% relativo all'esercizio precedente.

Il “**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**” risulta pari a 36 milioni di euro (negativo e pari a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e si riferisce principalmente alla plusvalenza relativa alla cessione di alcuni assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo.

Il “**Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti pari a 47 milioni di euro, è risultato positivo e pari a 401 milioni di euro (positivo per 504 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Di seguito viene riportata la tabella di conto economico con l'evidenza degli special items che hanno influenzato sia il risultato dell'esercizio 2022 sia il risultato dell'anno precedente consentendo in questo modo una più chiara rappresentazione dell'andamento della gestione caratteristica.

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	23.166	11.549	11.617	100,6%
Costi operativi	(20.896)	(9.400)	(11.496)	122,3%
Costi per il personale	(765)	(721)	(44)	6,1%
Margine Operativo Lordo	1.505	1.428	77	5,4%
Ammortamenti e svalutazioni	(726)	(672)	(54)	8,0%
Accantonamenti per rischi	(2)	(56)	54	(96,4%)
Accantonamenti per rischi su crediti	(90)	(33)	(57)	172,7%
Risultato Operativo Netto	687	667	20	3,0%
Oneri finanziari netti	(90)	(72)	(18)	25,0%
Risultato netto società valutate a equity	2	2	-	0,0%
Utile al lordo delle imposte	599	597	2	0,3%
Oneri per imposte sui redditi	(174)	(183)	9	(4,9%)
Risultato netto da attività operative cessate	2	(4)	6	(150,0%)
Risultato di pertinenza di terzi	(47)	(39)	(8)	20,5%
Utile netto di Gruppo Ordinario	380	371	9	2,4%
Special Items	21	133	(112)	(84,2%)
Utile netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	401	504	(103)	(20,4%)

Gli special items dell'esercizio 2022 pari a 21 milioni di euro si riferiscono all'effetto netto delle plusvalenze generate dalla cessione di alcuni asset (vendita immobili e ATEM gas ritenuti non strategici) per 143 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale, parzialmente compensate dagli oneri per contributi straordinari sui risultati economici delle società energetiche previsti dai provvedimenti legislativi (DL Taglia Prezzi ex DL 21/2022 e Contributo di solidarietà ex L.197/2022) per 122 milioni di euro.

Nell'esercizio precedente gli special items risultavano pari a 133 milioni di euro e si riferivano principalmente agli effetti del rilascio di imposte differite passive in seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo al netto dell'imposta sostitutiva per 138 milioni di euro parzialmente compensato dalla svalutazione di alcuni asset per 5 milioni di euro.

Situazione patrimoniale e finanziaria

Per le variazioni del perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2022 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 2022	31 12 2021	Variazione
Capitale investito			
Capitale immobilizzato netto	8.849	8.026	823
- Immobilizzazioni materiali	6.162	5.588	574
- Immobilizzazioni immateriali	3.515	3.125	390
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	82	73	9
- Altre attività/passività non correnti (*)	(296)	(93)	(203)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	363	424	(61)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(729)	(797)	68
- Benefici a dipendenti	(248)	(294)	46
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(112)</i>	<i>(134)</i>	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	(124)	243	(367)
Capitale Circolante Netto	(308)	601	(909)
- Rimanenze	536	204	332
- Crediti commerciali	4.680	3.291	1.389
- Debiti commerciali	(5.524)	(2.894)	(2.630)
Altre attività/passività correnti	184	(358)	542
- Altre attività/passività correnti (*)	283	(405)	688
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(99)	47	(146)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>27</i>	<i>46</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	-	147	(147)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	
Totale Capitale investito	8.725	8.416	309
Fonti di copertura			
Patrimonio netto	4.467	4.303	164
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	5.834	4.309	1.525
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(1.576)	(196)	(1.380)
Totale Posizione Finanziaria Netta	4.258	4.113	145
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(10)</i>	<i>20</i>	
Totale Fonti	8.725	8.416	309

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

Capitale immobilizzato netto

Il "Capitale immobilizzato netto", è pari a 8.849 milioni di euro e risulta in aumento di 823 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione netta complessiva in aumento pari a 574 milioni di euro corrispondente a:
- investimenti effettuati pari a 856 milioni di euro dovuti agli interventi sugli impianti di trattamento rifiuti e di termovalorizzazione, sulle centrali termoelettriche e idroelettriche, nonché sugli impianti di energia da fonti rinnovabili per 498 milioni di euro, ad 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

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

all'installazione dei nuovi contatori elettronici per 181 milioni di euro, allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento per 82 milioni di euro, all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e altre attrezzature per 26 milioni di euro, per 16 milioni di euro al piano di efficientamento con nuove sorgenti luminose a tecnologia led, ad interventi sulla rete in fibra ottica e di trasporto gas per 14 milioni di euro, ad investimenti orientati allo sviluppo del piano di efficienza energetica per 10 milioni di euro e per 5 milioni di euro ad interventi sulla rete di ricarica dei veicoli elettrici, nonché ad interventi su fabbricati per 18 milioni di euro ed all'implementazione di apparecchiature di telecomunicazione per 6 milioni di euro;

- primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 226 milioni di euro;
- riduzione di 491 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- decremento netto per altre variazioni pari a 11 milioni di euro dovuto a decrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post chiusura scariche per 53 milioni di euro, decremento per la rilevazione del credito d'imposta pari a 6 milioni di euro per investimenti in nuovi beni strumentali previsto dalla Legge n.178/2020, art.1 comma 1051 per lo sviluppo del nuovo impianto CSS di Cavaglià e dell'impianto di accumulo calore presso la centrale Nord di Lamarmora, decremento per riclassifica ad altre poste di bilancio pari a 3 milioni di euro, nonché ad incremento dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS16 per 51 milioni di euro;
- diminuzione di 5 milioni di euro a seguito degli smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
- diminuzione per 1 milione di euro per svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali mostrano una variazione netta complessiva in aumento di 390 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 attribuibile a:
 - investimenti effettuati pari a 384 milioni di euro, dovuti all'implementazione di sistemi informativi per 130 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas per 126 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, reti fognarie e impianti di depurazione per 99 milioni di euro, a nuove acquisizioni e mantenimento del portafoglio clienti per 23 milioni di euro e ad altri investimenti residuali per 6 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 231 milioni di euro;
 - incremento netto di 12 milioni di euro per altre variazioni dovute all'incremento di 24 milioni di euro a seguito dalla Purchase Price Allocation di TecnoA S.r.l. in parte compensato dal decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 1 milione di euro, alla riclassifica tra le attività destinate alla vendita di alcuni asset inerenti reti di distribuzione gas ritenute non strategiche per il Gruppo per 2 milioni di euro, la cui cessione si è perfezionata nel corso del secondo trimestre, al decremento per 6 milioni di euro a seguito di riclassifiche ad altre poste di bilancio, decremento per 2 milioni di euro dovuto alla registrazione di contributi su investimenti di anni precedenti, decremento per credito d'imposta pari a 1 milione di euro per investimenti in nuovi beni strumentali previsto dalla Legge n.178/2020, art.1 comma 1051 per lo sviluppo del nuovo sistema IDMS;
 - riduzione di 233 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
 - diminuzione di 3 milioni di euro a seguito di smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - diminuzione per 1 milione di euro riguardante svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 82 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. La variazione è dovuta per 1 milione di euro al versamento a favore del Tribunale di Taranto, in seguito alla richiesta di deposito in apposito conto corrente, delle somme sottoposte a sequestro nell'ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l.; per 3 milioni di euro riferite ad investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital; per 4 milioni ad acconti versati su partecipazioni per futuri progetti di sviluppo di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché agli effetti derivanti dai primi consolidamenti pari a 1 milione di euro;
- le Altre Attività e Passività non correnti, negative per 296 milioni di euro, presentano un incremento netto pari a 203 milioni di euro riconducibile principalmente all'incremento dei depositi cauzionali da clienti per 249 milioni di euro, in parte compensati da maggiori depositi cauzionali attivi per 10 milioni di euro, maggiori crediti verso l'erario per agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi scadenti oltre l'esercizio successivo per 13 milioni di euro, maggiori crediti per partite pregresse correlate a ricavi per servizi idrici per 12 milioni di euro, nonché da altre variazioni in diminuzione per 11 milioni di euro;
- le Attività per imposte anticipate ammontano a 363 milioni di euro (424 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un decremento pari a 61 milioni di euro. La variazione comprende principalmente gli effetti derivanti dall'iscrizione delle imposte differite iscritte in conseguenza del completamento della Purchase Price Allocation di TecnoA S.r.l. per 24 milioni di euro, nonché gli effetti riconducibili all'iscrizione in A2A S.p.A. per 36 milioni di euro di imposte differite derivanti dalla plusvalenza originata dalla vendita degli immobili siti a Milano avvenuta nel corso del mese di febbraio 2022;
- i Fondi rischi, oneri e passività per scariche registrano complessivamente una variazione netta in diminuzione pari a 68 milioni di euro. La movimentazione dell'esercizio è dovuta a altre variazioni negative e rilasci per 101 milioni di euro dovuti principalmente all'aggiornamento delle perizie e dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti e delle scariche, ad utilizzi per 36 milioni di euro di cui 21 milioni di euro relativi al sostenimento di costi decommissioning e scariche e 15 milioni di euro alla conclusione di alcuni contenziosi verso terzi. Si evidenziano, inoltre, accantonamenti di periodo per 61 milioni di euro, riferibili principalmente ai maggiori canoni di derivazione idroelettrica, e l'apporto dei primi consolidamenti per 8 milioni di euro;
- i Benefici a dipendenti, presentano una variazione in diminuzione per 46 milioni di euro, riferita alle erogazioni dell'anno, ai versamenti ai fondi previdenziali ed alle valutazioni attuariali, al netto degli accantonamenti dell'esercizio.

Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti

Il “**Capitale Circolante Netto**”, definito quale somma algebrica fra crediti commerciali, rimanenze finali e debiti commerciali risulta negativo e pari a 308 milioni di euro, in riduzione di 909 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. Le poste principali sono di seguito commentate:

- le “**Rimanenze**” sono pari a 536 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2021), al netto del relativo fondo obsolescenza per 23 milioni di euro, in aumento di 332 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. La variazione è riconducibile all'incremento per 313 milioni di euro delle giacenze di combustibili (gas e gasolio), che riflette sia l'aumento dei prezzi che delle quantità, all'aumento delle giacenze di materiali comprensivo dell'accantonamento al fondo obsolescenza materiali per 18 milioni di euro, all'incremento per 2 milioni di euro di combustibili presso terzi riferiti al carbone presso il magazzino di Capodistria, nonché ad altre variazioni in diminuzione per 1 milione di euro;
- i “**Crediti commerciali**” risultano pari a 4.680 milioni di euro (3.291 milioni di euro al 31 dicembre 2021), con un incremento pari a 1.389 milioni di euro, di cui 59 milioni di euro riconducibili ai primi consolidamenti dell'esercizio. La variazione dei crediti commerciali è riconducibile principalmente all'incremento delle tariffe per la vendita di energia elettrica e gas avvenuto nel corso dell'anno e a sua volta determinato dall'aumento del prezzo delle commodities e alle rateizzazioni concesse ai clienti di energia elettrica, gas e teleriscaldamento che ha più che compensato la riduzione per effetto della stagionalità.
Il “Fondo rischi su crediti”, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 192 milioni di euro e presenta un incremento netto di 59 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021;
- i “**Debiti commerciali**” risultano pari a 5.524 milioni di euro e presentano una variazione in aumento per 2.630 milioni di euro, di cui 43 milioni di euro riconducibili ai primi consolidamenti dell'esercizio. L'incremento è principalmente riconducibile all'aumento dei prezzi delle commodities energetiche legate alla volatilità dello scenario di riferimento, nonché a maggiori acquisti di certificati ambientali e ad un'efficiente politica di gestione del Capitale Circolante Netto;
- le “**Altre attività/passività correnti**” risultano pari a 184 milioni di euro (-358 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un incremento netto delle attività pari a 542 milioni di euro riconducibile a:
 - incremento netto delle attività per strumenti derivati per 271 milioni di euro, in conseguenza della variazione dei volumi complessivamente trattati ed all'elevata volatilità dei prezzi delle commodity energetiche con ricadute sui differenziali tra prezzi di sottoscrizione e prezzi forward;
 - incremento netto dei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 105 milioni di euro;
 - incremento netto dei debiti per imposte correnti per 146 milioni di euro;
 - incremento netto dei crediti verso l'erario per IVA, accise ed altre imposte indirette per 75 milioni di euro;
 - decremento dei debiti inerenti incassi anticipati di contratti future sull'energia elettrica e il gas la cui manifestazione economica si è verificata nel corso dell'esercizio per 276 milioni di euro;
 - decremento degli anticipi a fornitori per 32 milioni di euro;
 - decremento dei crediti per depositi cauzionali per 25 milioni di euro;
 - incremento dei risconti attivi per 8 milioni di euro;
 - altre variazioni in aumento delle attività correnti per 10 milioni di euro.

Le “**Attività/Passività destinate alla vendita**” non presentano alcun valore al 31 dicembre 2022 mentre al 31 dicembre 2021 presentavano un valore netto attivo pari a 147 milioni di euro e si riferivano per 102 milioni di euro alla riclassificazione di attività e passività inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo ceduti nel mese di aprile 2022 e per 45 milioni di euro alla riclassificazione di attività di proprietà della capogruppo A2A S.p.A. riferite a tre immobili siti in Milano ceduti nel mese di febbraio 2022.

Il “**Capitale investito**” consolidato al 31 dicembre 2022 ammonta a 8.725 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 4.467 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 4.258 milioni di euro.

Patrimonio netto e Posizione Finanziaria Netta

Il “**Patrimonio netto**”, pari a 4.467 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 164 milioni di euro.

Alla variazione positiva ha contribuito il risultato dell'esercizio per 448 milioni di euro (401 milioni di euro di competenza del Gruppo e 47 milioni di euro di competenza delle minoranze), compensato dalla distribuzione di dividendi per 283 milioni di euro. Si evidenzia inoltre una valutazione positiva dei derivati cash flow hedge e riserve IAS 19 per complessivi 24 milioni di euro, nonché altre variazioni in diminuzione per complessivi 25 milioni di euro principalmente relative al decremento degli interessi delle minoranze.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

La “**Posizione Finanziaria Netta di Consolidato**” al 31 dicembre 2022 risulta pari a 4.258 milioni di euro (4.113 milioni di euro a fine 2021). L’indebitamento lordo è pari a 6.889 milioni di euro in incremento di 1.790 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. Le disponibilità liquide o equivalenti sono pari a 2.584 milioni di euro in aumento di 1.620 milioni di euro. Le altre attività e passività finanziarie nette presentano un saldo attivo per 47 milioni di euro con un incremento netto pari a 25 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021.

Variazione Posizione Finanziaria Netta di Consolidato

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

milioni di euro	31 12 2022	31 12 2021
EBITDA	1.505	1.428
Variazione Capitale Circolante Netto	909	16
Variazione Altre attività/passività	(614)	258
Pagato per Utilizzo fondi, Imposte nette e Oneri finanziari netti	(312)	(274)
Flusso di cassa operativo	1.488	1.428
Investimenti	(1.240)	(1.074)
Cessioni immobili	221	-
Flusso di cassa ante pagamento dividendi	469	354
Dividendi	(283)	(248)
Net free cash flow	186	106
Delta perimetro	(331)	(716)
Applicazione direttiva ESMA	-	(31)
Variazione Posizione finanziaria netta	(145)	(641)

Nel corso dell’esercizio la generazione di cassa netta è risultata pari a 186 milioni di euro. Il flusso di cassa operativo è positivo per 1.488 milioni di euro, gli investimenti hanno assorbito cassa per 1.240 milioni di euro in parte compensati dagli incassi per cessione di immobili per 221 milioni di euro. Queste variazioni, tenuto conto anche dell’apporto positivo di cassa derivante dal capitale circolante più che compensato dal pagamento di oneri finanziari e imposte, hanno generato un flusso di cassa di 469 milioni di euro che ha permesso di coprire il pagamento dei dividendi per 283 milioni di euro.

Nello specifico le variazioni relative al Capitale circolante si riferiscono per:

- il Capitale Circolante Netto ha comportato un miglioramento della Posizione Finanziaria Netta per 909 milioni di euro riconducibile all’incremento dei debiti commerciali per 2.630 milioni di euro parzialmente compensato dall’incremento dei crediti commerciali per 1.389 milioni di euro e dall’incremento delle rimanenze per 332 milioni di euro;
- la variazione negativa per 614 milioni di euro delle Altre attività/passività si riferisce principalmente all’incremento del fair value netto dei derivati su commodities con contropartita a conto economico, all’aumento netto dei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, alla riduzione dei debiti inerenti incassi anticipati di contratti future sull’energia elettrica e il gas la cui manifestazione economica si è verificata nell’esercizio, all’aumento dei depositi cauzionali passivi da clienti, all’incremento dei crediti per lavori di riqualificazione ed efficientamento energetico presso condomini e terzi, per i quali si beneficerà delle agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi, all’incremento di crediti per partite tariffarie relative al servizio idrico integrato;
- il pagamento di oneri finanziari netti, imposte e fondi ha assorbito cassa per 312 milioni di euro.

4.2

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

A2A e Ardian firmano accordi vincolanti per l'acquisizione di portafogli eolici e fotovoltaici

In data 22 gennaio 2022, A2A e Ardian, società privata di investimenti, hanno sottoscritto un accordo vincolante ai sensi del quale A2A avrebbe acquistato partecipazioni in 3 New & Partners, Daunia Calvello e Daunia Serracapriola, società che compongono un portafoglio di parchi eolici in Italia con una potenza complessiva di 335 MW (195 MW pro quota rispetto alla partecipazione detenuta da Ardian in tale portafoglio), a fronte di un Equity Value di 265 milioni di euro. Le due parti hanno inoltre siglato un secondo accordo vincolante per un ulteriore portafoglio, 4NEW, interamente detenuto da un fondo gestito da Ardian composto da impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 157 MW di cui 117 MW localizzati in Italia ed i restanti 40 MW in Spagna: l'acquisizione da parte di A2A prevede un Equity Value di 187 milioni di euro.

In data 7 giugno 2022 si è perfezionata l'acquisizione da parte di A2A dei portafogli eolici e fotovoltaici di Ardian secondo quanto previsto dai contratti sottoscritti ed annunciati il 22 gennaio 2022.

Aggiornamento del piano industriale

In data 27 gennaio 2022, Il Consiglio di Amministrazione di A2A, presieduto da Marco Patuano, ha esaminato e approvato l'aggiornamento del Piano Industriale 2021-2030 che rafforza con ulteriori due miliardi di investimenti, l'impegno verso la decarbonizzazione, in anticipo rispetto agli obiettivi previsti da COP26.

Economia circolare e transizione energetica si confermano i due pilastri del Piano che racchiudono le azioni concrete del Gruppo, a cui contribuiscono tutte le Business Units.

I principali elementi di novità dell'aggiornamento del Piano si inseriscono nel solco degli obiettivi globali di riduzione dell'impronta carbonica. Per favorire l'adozione di questo modello di mobilità sostenibile A2A ha quadruplicato l'installazione di infrastrutture previste rispetto allo scorso Piano: 24 mila punti di ricarica elettrica al 2030 con un focus sulla bassa potenza (fino a 7kW) e sull'alta potenza (oltre 50 kW), per favorire sia una modalità di erogazione lenta (ad. es. durante la notte) sia rapida (simile a quella delle stazioni di rifornimento tradizionali). Per quei segmenti di mobilità la cui evoluzione non è prevista verso l'elettrico, A2A vuole mettere a disposizione soluzioni green quali idrogeno verde e bio-GNL. Il Gruppo ha in programma di sviluppare infatti oltre

60 impianti di biometano di cui almeno 5 con liquefazione per ottenere bio-GNL, mentre per la produzione di idrogeno si potranno sfruttare fonti di energia prodotta continuamente come quella dei termovalorizzatori, con un modello di business decentralizzato basato su ecosistemi locali al servizio dell'industria e del trasporto pesante.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A, in data 22 novembre 2022, ha esaminato e approvato un ulteriore aggiornamento del Piano Strategico 2021-2030 che rinnova l'impegno del Gruppo verso la decarbonizzazione, in anticipo rispetto agli obiettivi comunitari. L'aggiornamento del Piano 2021-2030 conferma nuovamente Economia circolare e Transizione energetica come pilastri della strategia di A2A. Restano invariati gli obiettivi di investimento del primo Piano decennale presentato a gennaio 2021, con una loro rimodulazione focalizzata sullo sviluppo nei business distintivi del mercato domestico prevalentemente attraverso crescita organica.

Nei primi due anni del Piano decennale sono stati realizzati investimenti infrastrutturali per il Paese pari a 3,5 miliardi di euro. Nell'ambito dell'Economia circolare il Gruppo ha finalizzato investimenti strategici in impianti per il trattamento di rifiuti organici e scarti agroalimentari, per il trattamento dei fanghi, per la depurazione e nella conversione dell'impianto Biofor.

In ambito M&A sono state finalizzate due rilevanti operazioni. Nel comparto dei rifiuti industriali è stata conclusa l'acquisizione di TecnoA, azienda leader nel Centro-Sud Italia finalizzata al recupero energetico. Nel recupero di calore è stata portata a termine l'operazione di acquisizione di Sea Energia, società che fornisce energia elettrica e termica agli aeroporti di Milano Linate e Milano Malpensa e che ha l'obiettivo di favorire il loro processo di decarbonizzazione.

A supporto della transizione energetica, nella prima fase di attuazione del Piano sono stati acquisiti portafogli di impianti di generazione green per 436 MW di potenza nominale attraverso le acquisizioni del portafoglio Octopus e i portafogli eolici e fotovoltaici Ardian.

4.1
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione prevedibile della gestione

4.8
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2022 e distribuzione del dividendo

A2A si aggiudica 5,4 GW nella terza asta del mercato della capacità indetta da Terna

In data 23 febbraio 2022, A2A, nella terza asta del capacity market indetta da Terna per l'anno di consegna 2024, si è aggiudicata 5,4 GW totali di capacità a livello nazionale che, con un mix di soluzioni tecnologiche che include impianti a gas, storage elettrochimici e impianti a fonte rinnovabile (idroelettrico e solare), contribuisce a garantire la flessibilità e la decarbonizzazione del sistema elettrico italiano, in linea con gli obiettivi del Piano Industriale di A2A.

Per la capacità esistente il contratto annuale ha un prezzo di aggiudicazione pari a 33.000 €/MW/anno. La capacità nuova prevede un contratto di 15 anni con un prezzo di aggiudicazione pari a 70.000 €/MW/anno per la capacità già autorizzata, di 48.110 €/MW/anno per quella ancora da autorizzare.

Emessi un nuovo Sustainability-Linked Bond e due nuovi Green Bond

Pur in un contesto complesso, dettato dalla grave crisi scatenata sulle piazze finanziarie dalla guerra in Ucraina, la società ha collocato, in data 9 marzo 2022, un prestito obbligazionario senior unsecured con scadenza marzo 2028.

Per il titolo, che ha un rating di Baa2 da Moody's e BBB da S&P, è stato fissato un ammontare massimo di 500 milioni di euro. Si tratta di un bond sostenibile legato alla capacità installata da fonti rinnovabili. Gli ordini ricevuti hanno raggiunto quota 3,5 miliardi, pari a sette volte l'offerta. I titoli, destinati agli investitori istituzionali, sono stati emessi ad un prezzo del 99,30% del valore nominale ed avranno un rendimento annuo dell'1,622% e una cedola dell'1,5% con uno spread di 100 punti base sul mid-swap.

A2A nel corso dell'esercizio ha anche collocato con successo due nuovi Green Bond, con l'obiettivo di finanziare Progetti Green allineati alla Tassonomia UE. Tali bond, destinati agli investitori istituzionali ed emessi a valere sul Programma Euro Medium Term Notes, si basano sul Sustainable Finance Framework di Gruppo, l'insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile.

Il primo Green Bond è stato collocato in data 8 giugno 2022 per un importo di 600 milioni di euro con durata 4 anni ad un prezzo di emissione pari a 99,580%, ha un rendimento annuo pari al 2,612% e una cedola del 2,500%, con uno spread di 93 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap. L'emissione ha registrato ordini per oltre 1,7 miliardi di euro, circa 3 volte l'ammontare.

Il secondo Green Bond è stato collocato in data 12 settembre 2022 per un importo di 650 milioni di euro con durata 8 anni ad un prezzo di emissione pari a 99,677%, ha un rendimento annuo pari al 4,549% e una cedola del 4,500%, con uno spread di 215 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap.

L'emissione ha registrato ordini per oltre 1,7 miliardi di euro, circa 2,6 volte l'ammontare.

I proventi netti derivanti dall'emissione andranno a finanziare gli Eligible Green Projects: progetti strategici di economia circolare

e transizione energetica legati allo sviluppo delle rinnovabili e al settore ambientale, definiti all'interno del Sustainable Finance Framework di A2A. Il Gruppo ha verificato l'allineamento fra questi progetti green e la Tassonomia Europea - il regolamento UE che elenca le attività economiche che possono essere considerate sostenibili - in particolare quello relativo agli obiettivi "mitigazione dei cambiamenti climatici" e "adattamento dei cambiamenti climatici".

A2A si impegna inoltre ad indicare, nell'ambito del reporting di allocazione dei proventi del Green Bond preparato ai sensi del Sustainable Finance Framework, anche l'ammontare effettivo di investimenti allineati alla Tassonomia Europea che verranno finanziati.

A2A annuncia l'interruzione delle trattative con Ardian sulla creazione della partnership relativa alla generazione e fornitura di energia

A2A e Ardian avevano sottoscritto, in data 8 giugno 2021, un termsheet non vincolante relativo alla creazione di una partnership nei settori della generazione e fornitura di energia in Italia. Il termsheet prevedeva che le parti negoziassero i termini della partnership e dei relativi accordi sino a fine 2021, termine poi prorogato al 31 marzo 2022.

In data 17 marzo 2022, le trattative con Ardian sono state interrotte, anche a causa dell'acuirsi delle tensioni internazionali e delle rilevanti conseguenze sulla volatilità dei mercati energetici in Europa.

Approvati i risultati 2021

In data 17 marzo 2022, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2021.

Il Margine Operativo Lordo risulta pari a 1.428 milioni di euro, in crescita del 19% rispetto al 2020 (1.200 milioni di euro). L'utile netto risulta pari a 504 milioni di euro (364 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Gli investimenti sono in forte crescita a 1.074 milioni di euro, in aumento del 46% rispetto all'esercizio precedente. La Posizione Finanziaria Netta è pari a 4.113 milioni di euro (3.472 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Il Consiglio di Amministrazione ha proposto all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,09 euro per azione.

Efficienza energetica: A2A e Assimpredil Ance firmano protocollo d'intesa per incentivare interventi di riqualificazione degli immobili

In data 31 marzo 2022 A2A, attraverso la società controllata A2A Energy Solutions, e Assimpredil Ance, l'Associazione dei Costruttori Edili di Milano, Lodi e Monza Brianza, hanno rinnovato il protocollo d'intesa, che aggiorna quello già sottoscritto nel 2019, per promuovere interventi di efficientamento energetico sugli edifici.

L'obiettivo dell'accordo è promuovere la riqualificazione e

l'efficientamento energetico delle abitazioni nella Città Metropolitana di Milano, intervenendo sugli edifici per garantirne un miglior isolamento termico. Oltre ai benefici, in termini di risparmio energetico ed emissioni evitate, tali attività assicurano anche un abbattimento dei costi per il riscaldamento, obiettivo rilevante anche alla luce delle pesanti ripercussioni sui prezzi del gas causate dalle tensioni internazionali in corso.

Perfezionata la vendita di asset non strategici di distribuzione di gas naturale

In data 1° aprile 2022, A2A e ACSM-AGAM (ora Acinque), insieme ad altre società dalle stesse controllate, hanno perfezionato il closing della vendita di alcuni asset ritenuti non strategici per i venditori.

Il perimetro di attività oggetto dell'operazione, nel suo complesso per entrambi i Gruppi, comprende circa 157 mila utenti, distribuiti in 8 Regioni d'Italia, facenti parte di 24 ATEM, per circa 2.800 km di rete. Il valore economico della cessione in termini di Enterprise Value è di 125,4 milioni di euro (di cui Gruppo ACSM-AGAM per 40,6 milioni di euro) a fronte di una RAB totale di 102 milioni di euro (di cui Gruppo ACSM-AGAM 25,5 milioni di euro).

A2A con EcoVadis per una Supply Chain sostenibile

A2A ha avviato, in data 13 aprile 2022, una collaborazione con EcoVadis - azienda leader in valutazioni di sostenibilità aziendali - per promuovere il miglioramento delle performance di sostenibilità dei propri fornitori.

Tramite questo accordo A2A prosegue il percorso per incrementare una Supply Chain sostenibile e favorire pratiche di responsabilità sociale e ambientale tra le imprese fornitrici, che stimolino il miglioramento delle prestazioni in termini di ESG lungo tutta la catena di fornitura. Questa nuova piattaforma contribuirà anche a promuovere eco-innovazioni all'interno dell'iter di approvvigionamento del Gruppo e a migliorare l'affidabilità delle informazioni.

Per A2A questa partnership è in linea con gli obiettivi ESG integrati nella strategia di Gruppo: nel recente update del Piano Industriale al 2030 sono stati infatti implementati sfidanti traguardi anche nella dimensione sociale e di governance in cui il Gruppo A2A opera.

Assemblea ordinaria di A2A S.p.A.

In data 28 aprile 2022 si è tenuta l'Assemblea ordinaria di A2A S.p.A. che ha approvato il bilancio della società per l'esercizio 2021 e la distribuzione del dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione pari a 0,09 euro ad azione.

L'assemblea ha inoltre deliberato, in senso favorevole, con voto vincolante, sulla prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2022 e con voto consultivo, non vincolante, sulla seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione 2022.

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

Valutazioni Rating e Outlook

In data 13 maggio 2022, la società S&P ha confermato il rating di lungo e breve termine di A2A a BBB/A-2 e ha rivisto l'Outlook da "Stable" a "Negative". La revisione dell'Outlook riflette l'attesa di una naturale diluizione nei successivi 18-24 mesi della quota regolata pura nel business mix di A2A.

Ai fini della valutazione, S&P considera come business regolato puro le reti elettriche, reti gas, ciclo idrico, raccolta urbana e gli impianti di trattamento sottoposti a regolazione ARERA. La quota di business regolato, quasi regolato e contrattualizzato resta in ogni caso superiore al 50% dell'Ebitda di Gruppo.

A2A conferma il proprio impegno al mantenimento del rating attuale, se necessario anche rimodulando i futuri piani di investimento, confidando nella propria solida politica finanziaria che ha permesso nel corso degli anni una costante crescita nel rispetto dell'equilibrio economico e patrimoniale del Gruppo, con una forte focalizzazione sulla finanza sostenibile.

In data 13 giugno 2022 Standard Ethics, agenzia di rating indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha alzato il Corporate Rating di A2A a "EE+" dal precedente "EE" con Outlook "Positivo". Con questo giudizio A2A diviene l'azienda italiana con il rating più alto nel settore di riferimento.

Secondo Standard Ethics A2A adotta ormai da tempo una rendicontazione ESG (Environmental, Social e Governance) allineata alle migliori pratiche a livello internazionale. Le tematiche di Sostenibilità sono trattate con continuità attraverso policy aziendali aggiornate alle indicazioni ONU, OCSE e UE e recentemente rafforzate dalla riorganizzazione di alcune funzioni aziendali.

4.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

4.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

4.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2022

4.4 Impatti conflitto Russia - Ucraina

4.5 Climate change

4.6 Tassonomia

4.7 Evoluzione prevedibile della gestione

4.8 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2022 e distribuzione del dividendo

Nuova linea di credito Sustainability-Linked con obiettivi ESG

A2A ha sottoscritto una nuova linea di credito revolving Sustainability-Linked da 410 milioni di euro della durata di 3 anni, collegata al raggiungimento di tre obiettivi in ambito Social e Governance, che il gruppo ha definito nell'aggiornamento del piano strategico presentato lo scorso gennaio. Il primo obiettivo riguarda il tema della salute e della sicurezza e in particolare la riduzione dell'indice di frequenza infortunistica; il secondo è legato alle politiche di Sustainable Procurement, nello specifico l'aumento della percentuale dell'ordinato a fornitori valutati con indicatore ESG; infine, il terzo target concerne le pari opportunità con la riduzione del gap salariale tra uomini e donne (Gender Pay Gap).

La linea prevede un meccanismo di aggiustamento del margine sia che A2A raggiunga i target prefissati (step down) sia nel caso in cui il Gruppo non raggiunga tali obiettivi di sostenibilità (step up).

Il risparmio dovuto al raggiungimento dei target o la potenziale penalità causata dal non raggiungimento andrà a beneficio delle comunità: l'importo verrà donato al Banco dell'energia Onlus, ente non profit promosso da A2A e dalle Fondazioni AEM, ASM e LGH, nato per supportare coloro che si trovano in situazioni di fragilità economica e sociale, con particolare attenzione alla povertà energetica. Questa donazione non sostituirà ma sarà in aggiunta al tradizionale supporto del Gruppo nei confronti del Banco dell'energia.

A2A e BTS Biogas insieme per lo sviluppo di nuovi impianti per l'economia circolare e la decarbonizzazione

In data 15 luglio 2022, A2A e BTS Biogas, leader tecnologico nella costruzione di impianti biogas e biometano, hanno siglato una lettera d'intenti finalizzata alla definizione di una joint venture con l'obiettivo di realizzare nuovi impianti e riconvertire infrastrutture già esistenti che saranno alimentati da scarti di origine animale e vegetale.

Per A2A l'iniziativa è in linea con il Piano Industriale al 2030, focalizzato su transizione energetica ed economia circolare: il biometano è infatti uno dei fattori chiave per la crescita nel settore delle bioenergie, strategiche per il contributo che il Gruppo A2A vuole fornire allo sviluppo sostenibile e alla decarbonizzazione del Paese.

Rinnovo nel periodo 2023-2026 dei patti parasociali Milano-Brescia, sul 42% del capitale

In data 2 agosto 2022, sono stati rinnovati per altri tre anni i patti parasociali tra il Comune di Milano e quello di Brescia sul 42% di A2A. Gli accordi sottoscritti originariamente il primo febbraio 2017 e già rinnovati tacitamente tre anni dopo, si allungano così di un ulteriore triennio con decorrenza dal primo febbraio 2023.

I patti parasociali vincolano il 42% della multiutility lombarda, equamente suddiviso tra i Comuni di Milano e di Brescia. Le due amministrazioni detengono il 25% più un'azione a testa, di cui il

4% è dunque "libero" dal patto, e complessivamente dunque il 50% più due azioni.

ACSM-AGAM: cambia in Acinque dal primo ottobre

In data 21 settembre 2022, come deliberato dall'Assemblea dei soci, dal 1° ottobre ACSM-AGAM e le aziende del gruppo hanno un nuovo brand: Acinque.

Acquisizione SEA Energia

In data 30 settembre 2022 A2A, tramite A2A Calore & Servizi, ha acquisito SEA Energia, la società controllata al 100% da SEA che rifornisce di energia elettrica e termica i due aeroporti di Milano Linate e Milano Malpensa.

Con questa operazione A2A permette di consolidare una fonte di approvvigionamento per la rete di teleriscaldamento di Milano Est, considerata strategica, dedicando i due nuovi impianti - che ad oggi hanno una potenza termica installata pari a 100 MW - all'alimentazione di nuove utenze. L'accordo è coerente con gli obiettivi del Piano Strategico del Gruppo, che prevede investimenti per sviluppo di nuova rete e nuovi impianti di generazione e crescita dell'energia termica venduta da 2,8 a 4,1 TWh/anno entro il 2030.

Inaugurazione nuovi impianti a Cavaglià e a Lacchiarella

In data 7 ottobre 2022 è stato inaugurato il nuovo impianto di trattamento e recupero della frazione organica dei rifiuti urbani nel Polo di Cavaglià, in provincia di Biella.

Realizzata da A2A Ambiente - società del Gruppo A2A - l'infrastruttura permetterà di produrre biometano e compost attraverso il recupero e il trattamento dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata dell'umido e del verde. Tutto ciò con un obiettivo ben preciso: rispondere all'urgente necessità di sfruttare le potenzialità dei rifiuti, riconsegnando risorse preziose alla comunità locale. Dall'attività dell'impianto integrato - digestione anaerobica e compostaggio - sarà possibile ottenere ogni anno 5 milioni di metri cubi di biometano e 12 mila tonnellate di compost certificato da riutilizzare in agricoltura. L'utilizzo del biometano in alternativa al gas naturale permette inoltre di azzerare le emissioni di CO2 non biogenica e ridurre la dipendenza da combustibili fossili.

In data 14 ottobre 2022 è stato inaugurato il nuovo impianto di trattamento e recupero della frazione organica dei rifiuti urbani nel Polo di Giussago - Lacchiarella. Realizzata da A2A Ambiente, l'infrastruttura consentirà di trattare opportunamente i rifiuti organici, nel pieno rispetto dei principi dell'economia circolare.

Dall'attività dell'impianto integrato - digestione anaerobica e compostaggio - sarà possibile ottenere ogni anno 8 milioni di metri cubi di biometano e 20 mila tonnellate di compost certificato per l'agricoltura. L'impianto, che annualmente può trattare 100.000 tonnellate tra umido e verde urbano, favorisce la riduzione della dipendenza da combustibili fossili, e, grazie al fertilizzante naturale prodotto che sarà messo a disposizione dei coltivatori, permetterà di minimizzare l'utilizzo di concimi chimici.

Accordo con Margherita per la riorganizzazione del Gruppo Daunia Wind

In data 14 ottobre 2022 A2A e Margherita, società dedicata alla realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, hanno sottoscritto un accordo per la complessiva riorganizzazione del gruppo facente capo a Daunia Wind, società partecipata paritariamente da entrambe e che gestisce un portafoglio di parchi eolici in Italia con una potenza complessiva di 312 MW.

Attraverso questa operazione A2A viene a detenere la proprietà e il controllo esclusivi delle società Daunia Calvello e Daunia Serracapriola (e dei relativi impianti eolici, aventi una potenza complessiva di 83 MW), mentre Margherita viene a detenere la proprietà e il controllo esclusivi di Daunia Wind e delle altre società dalla stessa controllate diverse da Daunia Calvello e Daunia Serracapriola.

La riorganizzazione comporta la scissione a favore di A2A delle partecipazioni detenute da Daunia Wind in Daunia Calvello e Daunia Serracapriola e di disponibilità liquide di Daunia Wind per un importo di euro 50 milioni. La partecipazione in Daunia Wind che rimarrà in capo ad A2A ad esito della scissione sarà ceduta a Margherita per un corrispettivo di euro 61,22 milioni. A seguito di questa riorganizzazione A2A consolida la propria posizione tra i principali operatori nella generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia gestendo in via esclusiva 550 MW di impianti in esercizio, di cui 305 MW di fotovoltaico e 245 MW di eolico, oltre alla produzione degli impianti idroelettrici del Gruppo.

In data 23 novembre 2022 si è conclusa l'operazione di riorganizzazione.

A2A Ciclo Idrico e Impresa Pizzarotti & C - Insieme per l'efficienza del ciclo idrico italiano

In data 20 ottobre 2022 A2A Ciclo Idrico e Impresa Pizzarotti & C hanno firmato un accordo di collaborazione per lo sviluppo di iniziative legate al ciclo idrico integrato. Le due aziende leader nei settori infrastrutture ed energy hanno avviato un'attività commerciale congiunta per individuare, valutare e procedere allo studio e all'aggiudicazione di contratti relativi a reti idriche per la riduzione delle perdite, a revamping e potenziamento di impianti di depurazione e all'installazione di sensoristica per il monitoraggio delle dispersioni.

Inaugurato il Depuratore della Val Trompia

In data 13 dicembre 2022 è stato inaugurato il depuratore comprensoriale di Val Trompia che permetterà di trattare i reflui civili della Val Trompia.

Hitachi Rail e A2A in partnership per la transizione energetica e l'ottimizzazione dei consumi

In data 15 dicembre 2022 Hitachi Rail e A2A hanno siglato un accordo, della durata di 20 anni con la formula del Virtual PPA (Power Purchase Agreement), che prevede la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici per la produzione di energia rinnovabile nei siti di Hitachi a Reggio Calabria, Napoli e Pistoia.

Nello specifico, A2A - tramite la controllata A2A Energy Solutions - installerà oltre 40.000 pannelli solari nei prossimi due anni sia sui terreni sia sui tetti degli stabilimenti produttivi, per un totale di oltre 100.000 mq di superficie. A2A si occuperà di sostenere l'investimento iniziale e la manutenzione ordinaria e straordinaria per tutta la durata contrattuale di 20 anni, durante i quali Hitachi Rail si impegna ad acquistare l'energia verde prodotta a prezzi concordati. L'iniziativa prevede la costruzione da parte di A2A di impianti di ultima generazione capaci di produrre circa 19 GWh/anno di energia, pari al 60% del fabbisogno medio annuo dei sei siti italiani di Hitachi Rail (31 GWh/anno). L'obiettivo è quello di fornire energia green per l'autoconsumo alle aree produttive che ospiteranno i pannelli fotovoltaici e alle sedi Hitachi Rail di Genova, Tito Scalo e Torino attraverso la rete elettrica nazionale con un Virtual PPA.

Koelliker e A2A: insieme per accelerare la diffusione della mobilità elettrica

In data 19 dicembre 2022 è stata siglata una partnership tra A2A E-Mobility e Koelliker, Gruppo italiano leader nell'importazione e vendita di automobili, con l'obiettivo di favorire la diffusione della mobilità elettrica in tutta Italia. L'accordo prevede di proporre alle aziende e agli utenti privati veicoli distribuiti dal Gruppo Koelliker - mezzi elettrici, commerciali e per il trasporto passeggeri - unitamente a prodotti e servizi A2A per la ricarica e per la fornitura di energia elettrica, attraverso un'offerta integrata per i dipendenti usufruibile direttamente da casa, in azienda e su strada.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

Crescita nelle rinnovabili: firmato accordo finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico da 59,1 MWp

In data 23 dicembre 2022 il Gruppo A2A e Volta Gestione Energie hanno sottoscritto un accordo che prevede l'ingresso da parte di AEB, controllata dal Gruppo A2A, con quote di maggioranza in VGE05 S.r.l., società che ha ottenuto l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico nei comuni di Santa Maria la Longa e Pavia di Udine, in provincia di Udine.

Terminata la realizzazione, l'infrastruttura avrà una capacità installata pari a 59,1 MWp e produrrà oltre 85 GWh annui, consentendo di ridurre il consumo di gas naturale annuo di circa 16 milioni di metri cubi ed eviterà l'emissione di circa 36.000 tonnellate di CO₂, contribuendo a favorire il percorso verso la transizione energetica del Paese.

Il completamento dell'operazione, resa possibile anche grazie alla fattiva collaborazione con enti e istituzioni del territorio, è previsto entro il primo semestre 2023.

4.3

Eventi di rilievo successivi
al 31 dicembre 2022A2A entra nel Nasdaq
Sustainable Bond Network

In data 24 gennaio 2023 A2A è entrata a far parte del Nasdaq Sustainable Bond Network, piattaforma sulla Finanza Sostenibile che riunisce investitori, emittenti, banche d'investimento e organizzazioni specialistiche. L'adesione permetterà al Gruppo di entrare in contatto con un'ampia rete di potenziali investitori internazionali attenti ai temi della sostenibilità.

Emesso Green Bond
da 500 Milioni

In data 27 gennaio 2023 A2A ha collocato con successo un nuovo Green Bond da 500 milioni di euro con durata 11 anni, con l'obiettivo di finanziare progetti nell'ambito della transizione energetica e dell'economia circolare ammissibili alla Tassonomia Europea e previsti dal Piano Industriale. Il bond, destinato agli investitori istituzionali ed emesso a valere sul Programma Euro Medium Term Notes, si basa sul Sustainable Finance Framework di Gruppo, l'insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile.

Il titolo è stato collocato ad un prezzo di emissione pari a 98,824%, ha un rendimento annuo pari allo 0,4513% e una cedola del 4,375%, con uno spread di 167 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap.

L'emissione ha registrato grande interesse ricevendo ordini per circa 2,2 miliardi di euro, circa 4 volte l'ammontare offerto.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

Impatti conflitto Russia - Ucraina

Il conflitto in atto fra la Russia e l'Ucraina ha acuito una crisi dei mercati energetici già in atto dal 2021, legata alla ripresa post-pandemia e alla grave scarsità di materie prime, comportando un ulteriore aumento dei prezzi delle commodities energetiche e della loro volatilità. Oltre agli impatti diretti sulla produzione e vendita di energia elettrica e gas, tale aumento dei prezzi ha portato ad un incremento generalizzato dell'inflazione con particolare riferimento ai prezzi dei derivati del petrolio e dei prodotti alimentari, nonché tensioni sui mercati finanziari, sulla solvibilità di alcune controparti e sulla sicurezza dell'infrastruttura informatica per un possibile incremento di cyber-attacchi, per i quali il Gruppo è attrezzato con processi allineati ai migliori standard di mercato.

Il valore medio del PUN Base Load nel 2022 ha evidenziato un incremento del 142,5% rispetto al 2021 attestandosi a 303,1 €/MWh. La dinamica è stata guidata prevalentemente da un rialzo significativo dei costi del gas, legato principalmente alle tensioni generate dal conflitto Russia - Ucraina nonché dai bassi livelli di offerta di energia da fonte idroelettrica, cui il prezzo dell'energia è correlato. Il PUN a gennaio 2022 si è attestato a 224,5 €/MWh, per raggiungere il massimo di 543,2 €/MWh ad agosto, in corrispondenza dell'accentuarsi delle tensioni connesse alla riduzione delle forniture russe di gas. La progressiva riduzione delle quotazioni del gas nel successivo periodo ha portato ad avere a dicembre un PUN pari a 294,9 €/MWh.

Per quanto concerne le quotazioni del gas, il prezzo medio al PSV nel 2022 ha raggiunto livelli record e si è attestato a 121,9 €/MWh, in aumento del 165,9% rispetto al 2021. A gennaio 2022 il valore del PSV è stato pari a 86,0 €/MWh e nel corso dell'anno è proseguito il trend rialzista avviato già a partire dall'ultimo trimestre del 2021; ad agosto si è registrato il valore più elevato e pari a 233,5 €/MWh. Le quotazioni sono diminuite poi ad ottobre, per effetto di stoccaggi pieni e temperature miti, per poi attestarsi a dicembre ad un valore pari a 116,6 €/MWh. Questo contesto ha creato incrementi di marginazione (cash collaterals) da parte delle clearing houses a garanzia dell'operatività dei derivati su commodity i cui effetti sono stati prontamente mitigati dalla solida posizione di liquidità del Gruppo.

Inoltre i provvedimenti governativi emanati nel corso del 2022 hanno introdotto contributi straordinari sui risultati economici delle società energetiche (es. DL Sostegni Ter, DL Taglia Prezzi, DL Aiuti, Legge di Bilancio 2023) destinandoli, in particolare, al finanziamento di interventi a sostegno delle imprese nazionali e delle famiglie. Tale contesto è in continua evoluzione, con impatti sulla marginalità del Gruppo A2A anche nel primo semestre 2023, e non si escludono ulteriori proroghe di tali misure.

Impatti Economici nelle Business Units

Lo straordinario aumento dei prezzi energetici, mitigato dagli effetti delle coperture, ha determinato un impatto positivo sulla marginalità dei portafogli industriale e trading della Business Unit Generazione e Trading, ha contribuito all'aumento della

marginalità della Business Unit Ambiente relativamente alla cessione dell'energia elettrica e del calore degli impianti di termovalorizzazione e della Business Unit Smart Infrastructures nel comparto Calore.

Per contro, la volatilità e l'aumento dei prezzi ha contribuito negativamente alla marginalità della Business Unit Mercato, sia per il settore gas che elettricità. Oltre a ciò, si rilevano impatti indiretti e, sostanzialmente connessi alla riduzione del PIL e alla crescita dell'inflazione.

Rischi e incertezze legate alle commodities e all'andamento dello scenario

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'attività industriale di generazione di vettori energetici e della loro commercializzazione all'ingrosso, ha gestito la crescente volatilità del prezzo del gas sia attraverso il monitoraggio dei limiti di esposizione al rischio commodity e del rischio credito sia attraverso l'ottimizzazione delle strategie di acquisto e vendita. Il Gruppo persegue una prudente politica di copertura operando principalmente su piattaforme.

La disponibilità attuale di gas risulta essere molto elevata rispetto alle aspettative degli ultimi mesi del 2022 soprattutto grazie ad una situazione climatica particolarmente mite che si è sommata alle misure di risparmio energetico varate. Un altro fattore che ha sicuramente contribuito ad allentare la tensione sui prezzi è stato il rallentamento dell'economia cinese rispetto alle previsioni: calo demografico, mancanza del fenomeno dell'immigrazione ed acuirsi dell'emergenza sanitaria hanno impattato negativamente sulla domanda di gas cinese.

Attualmente, quindi, la situazione nazionale degli approvvigionamenti sembra meno critica, dato lo stato di riempimento degli stoccaggi nazionali ed europei, oltre al fatto che durante la prossima stagione estiva dovrebbe arrivare il contributo di un nuovo terminale di rigassificazione. A protezione di eventi in cui la situazione tornasse ad essere critica, A2A si doterà come in passato di spazio di stoccaggio di gas che riempirà in modo da detenere forme di flessibilità che permettano di ridurre gli impatti di eventuali momenti di stress delle importazioni di gas in Italia.

Il portafoglio gas A2A al momento risulta bilanciato: vengono acquistati giornalmente sul mercato i volumi di gas utilizzati dalle centrali termoelettriche che non sono già stati acquistati preventivamente effettuando la copertura dello spark spread.

I contratti stipulati non prevedono la clausola di forza maggiore da parte dei fornitori in caso di interruzione delle forniture russe, ma non si esclude la possibilità che soggetti che si trovino in difficoltà, oggi ritenuti affidabili sia finanziariamente sia in termini di asset, possano non effettuare le consegne previste. In tale evenienza, A2A si troverebbe a comprare ogni giorno sul mercato del bilanciamento maggiori volumi con necessità di porre ulteriore attenzione alle risorse finanziarie necessarie per

fronteggiare i pagamenti e la conseguente richiesta di incrementare le relative garanzie.

Il Gruppo è stato chiamato a massimizzare la produzione di energia elettrica da combustibili diversi dal gas naturale per buona parte del 2023.

Impatti sul Capitale Circolante Netto

Con riferimento alla solvibilità di alcune controparti l'aumento del prezzo delle commodities determina - come rilevato in gran parte dei mesi del 2022 - l'incremento delle esposizioni creditizie verso i clienti (anche in ipotesi di costanza di volumi): prudenzialmente e in coerenza con tale aumento, il fondo svalutazione crediti è stato adeguato a 152 milioni di euro (valore riferito alla Business Unit Mercato). Il rischio di credito viene gestito tramite una Credit Policy con l'obiettivo di gestire il rischio controparte sia nella fase di acquisizione mediante verifiche preliminari e richieste di garanzie, sia in gestione mediante la definizione dei termini di pagamento e/o dei piani di rientro con l'applicazione degli interessi.

Al 31 dicembre 2022, ad esempio, per A2A Energia si evidenzia un aumento del credito societario del 66% rispetto allo stesso mese del 2021, fortemente condizionato dall'incremento dell'emesso (+51% verso dicembre 2021).

Tale maggiore esposizione genera un maggior rischio per effetto sia del possibile default delle controparti maggiormente energivore sia dei ritardi nei pagamenti. Si segnala comunque che ad alimentare il credito è soprattutto il credito a scadere (62%). L'incremento sul credito scaduto (38%) è imputabile anche all'aumento delle richieste di rateizzazioni, che per importo hanno raggiunto valori 5 volte superiori a quelli del 2021 e 9 volte superiori al periodo pre-pandemico.

Al 31 dicembre 2022, il credito ancora aperto e oggetto di rateizzazione riguardava per l'84% contratti con forniture attive.

Impatti su Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta ha risentito degli effetti della crisi dei mercati energetici: l'incremento dei prezzi delle commodities unito alla maggior richiesta di piani di rateizzazione da parte dei clienti ha determinato un maggior assorbimento di cassa. Tale crescita è stata più che calmierata grazie ad una proattiva gestione del capitale circolante netto, principalmente dovuta alla gestione degli approvvigionamenti di commodities e a un generale riallineamento dei tempi di incasso e pagamento. Ad oggi non si segnalano peggioramenti significativi legati all'aumento della delinquency di credito, in continuità con quanto rilevato nei precedenti mesi.

Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'anno in esame, pari a 331 milioni di euro, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.927 milioni di euro (4.113 milioni di euro al 31 dicembre 2021), in diminuzione di 186 milioni di euro: tale riduzione è dovuta all'efficace ottimizzazione del capitale circolante netto.

Con riferimento a possibili tensioni sui mercati finanziari, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo (al 31 dicembre 2022 pari a 4,9 miliardi di euro), supportata anche da linee di back up sia committed che uncommitted, ha permesso di gestire le operazioni in derivati sul mercato delle commodities, gli incrementi temporanei di circolante dovuti alla crescita dei prezzi ed ai piani di rateizzazione concessi ai clienti e le richieste di marginazione (cash collateral) da parte delle clearing houses.

Nel corso dell'anno, A2A ha collocato con successo tre prestiti obbligazionari in formato ESG per un totale di 1,75 miliardi di euro, anticipando così parzialmente le esigenze di funding del 2023. In aggiunta, sono state sottoscritte linee di credito bilaterali di medio termine per 500 milioni di euro, oltre che linee di credito revolving di importo complessivo pari a 560 milioni di euro con finalità di back-up, il tutto a conferma della capacità del Gruppo di accedere ai mercati dei capitali e bancari. Tale rafforzamento della posizione di liquidità del Gruppo è proseguito anche nei primi mesi del 2023: A2A ha dapprima collocato un nuovo Green Bond per 500 milioni di euro a sostegno degli investimenti previsti nel nuovo Piano Industriale e successivamente incrementato le linee di credito committed con una nuova operazione bilaterale da 100 milioni di euro.

Altre Informazioni

Con riferimento all'aumento generalizzato dell'inflazione, il Gruppo A2A ha rilevato nell'anno incrementi di costo nello svolgimento delle attività operative (ad esempio per il costo delle asfaltature nelle attività di scavo piuttosto che per il costo generalizzato del trasporto dei rifiuti presso gli impianti di destino e per il costo dei reagenti nei processi di trattamento dei rifiuti) e difficoltà nel reperimento di alcuni materiali nelle ordinarie tempistiche. Per far fronte a tale situazione, ha adeguato, ove possibile, i listini, aumentato le scorte dei materiali più difficilmente reperibili e incrementato il portafoglio fornitori.

Esposizione a cyber attacchi

In relazione all'elevata allerta per gli attacchi cyber, il Gruppo ha attivato un canale con i vertici della Sicurezza Nazionale per l'interscambio di informazioni, accelerando il programma di messa in sicurezza degli endpoint con strumenti di protezione avanzata dai malware; è stata, altresì,

4.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

4.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

4.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2022

4.4 Impatti conflitto Russia - Ucraina

4.5 Climate change

4.6 Tassonomia

4.7 Evoluzione prevedibile della gestione

4.8 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2022 e distribuzione del dividendo

condotta un'analisi delle principali tecniche di attacco hacker ed è stato realizzato un IT Security assessment per determinare il grado di vulnerabilità dei servizi di A2A; l'attività ha portato all'elaborazione di un report tecnico di dettaglio e all'individuazione di specifiche azioni di rafforzamento dei livelli di sicurezza IT che sono state prese in carico da Information

Technology e A2A Smartcity. Nel corso del 2022 A2A S.p.A. ha ottenuto la certificazione ISO 27001 sulla Sicurezza IT a riprova del fatto che il Vertice aziendale è consapevole della rilevanza delle tematiche di Cyber Security e che sta potenziando gli strumenti a presidio del relativo rischio.

4.5 Climate change

Le azioni attuate dal Gruppo A2A per contrastare il climate change sono un tassello importante della strategia di sviluppo. A tal proposito, l'aggiornamento del Piano industriale 2021-2030 pubblicato nel novembre 2022, include alcune azioni finalizzate alla mitigazione degli effetti legati al climate change. I pilastri di sviluppo per il Gruppo sono, infatti, l'Economia Circolare e la Transizione Energetica: il Gruppo accrescerà la capacità di trattamento e valorizzazione dei rifiuti consolidando il ruolo di leader nel Waste-to-Energy e un posizionamento rilevante nel segmento del mercato del biometano

e si focalizzerà ulteriormente nello sviluppo delle energie rinnovabili, flessibilità ed elettrificazione dei consumi.

Il Gruppo è fortemente impegnato a rispettare il target di decarbonizzazione, confermando la traiettoria di riduzione validata dal SBT e prevedendo un net zero, ossia una riduzione delle emissioni del 90%-95% rispetto ai valori di partenza e utilizzando carbon removals per neutralizzare il restante 5%-10%, entro il 2040 con 10 anni di anticipo rispetto agli obiettivi comunitari.

Rischi rilevanti per il Gruppo connessi al cambiamento climatico

Dalle analisi svolte, sono stati individuati i seguenti rischi rilevanti per il Gruppo:

Business	Evento	Probabilità*	Impatto economico su EBITDA**
Reti Elettriche	Resilienza reti distribuzione energia elettrica	Possibile	Basso
Gas retail	Domanda di energia termica	Possibile	Basso
Calore	Domanda di energia termica	Possibile	Basso
Energia Elettrica - Idro e Rinnovabili	Precipitazioni ed utilizzo della risorsa idrica	Possibile	Alto
Energia Elettrica CCGT + Monfalcone + San Filippo del Mela	Raffreddamento impianti	Poco Probabile	Basso
Ambiente	Revisione Direttiva ETS	Possibile	Alto
Trasversale	Fenomeni meteorologici estremi	Possibile	Basso

* Poco Probabile: <10%; Possibile: >=10%; =<50%; Probabile: >50%

** Basso: <5M€; Medio: >=5M€; =<20M€; Alto: >20M€

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

- interruzione del servizio legata a possibili picchi di richiesta legati ad un aumento delle temperature;
- allagamenti delle cabine interrato causati da piogge intense;
- maggiore domanda di energia legata all'elettrificazione dei consumi.

Il Piano industriale 2021-2030 include un piano di investimenti di circa 2,1 miliardi di euro per il 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 e razionalizzazione delle reti, delle cabine secondarie, delle cabine primarie ed un ampliamento di gestione da remoto degli asset.

Tali investimenti, essendo la distribuzione di energia elettrica un business regolato, sono remunerati ad un tasso definito dall'ARERA e aggiornato secondo un periodo regolatorio di 8 anni. Inoltre, l'ARERA offre la possibilità di aderire ad un meccanismo di premialità per favorire la realizzazione di interventi specifici per

l'aumento della resilienza delle reti elettriche.

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.

Il piano industriale include investimenti nel business del Calore per circa 0,9 miliardi di euro, di cui una parte finalizzati agli sviluppi delle reti di teleriscaldamento e delle strategie di aumento del numero di clienti. Inoltre, sono presenti progetti di recupero dei "cascami termici" e di revamping degli impianti esistenti, per ottimizzare i costi energetici e mantenere la competitività degli asset. Tali investimenti, oltre che a mitigare il rischio, sono finalizzati a sviluppare il business del teleriscaldamento. Per la stima delle quantità di calore venduto, al fine di tenere in adeguata considerazione il cambiamento climatico, è stata considerata la mediana dei gradi giorno osservati negli ultimi 8 anni.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

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.

L'aggiornamento del piano industriale prevede investimenti per circa 3,9 miliardi di euro nel periodo 2021-2030 per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

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 (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 stima della produzione idroelettrica del Gruppo è basata su una media storica di 8 anni, considerando anche il 2022, che ha registrato una eccezionale siccità.

La competizione per l'uso della risorsa idrica potrebbe comportare un aumento della quota di acqua che gli impianti idroelettrici saranno obbligati a rilasciare per renderla disponibile per usi irrigui e potabili.

La **produzione da impianti termoelettrici** potrebbe essere impattata dall'innalzamento delle temperature 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. Il Gruppo, per mitigare tali rischi monitora costantemente la temperatura delle

acque di raffreddamento, nonché, presso alcuni impianti, della temperatura del corso d'acqua a valle dello scarico. Inoltre, il Gruppo ha attive coperture assicurative al risk che coprono anche i danni diretti e indiretti causati da fenomeni naturali. Gli investimenti associati a tali impianti sono pari a circa 1,4 miliardi di euro nel periodo 2021-2030.

La Revisione della Direttiva ETS potrebbe impattare la **Business Unit Ambiente**. In particolare, i termovalorizzatori potrebbero essere ricompresi nel campo dell'Emissions Trading Scheme in seguito alla revisione della direttiva EU. Il Gruppo si impegna costantemente nel monitoraggio della normativa e la valutazione dei possibili impatti. Inoltre, tale evento, potrebbe spingere il Gruppo a sperimentare nuove tecnologie di cattura e sequestro della CO2 emessa dai termovalorizzatori.

Il Gruppo A2A monitora eventuali fenomeni meteorologici estremi (es. alluvioni, frane, bombe d'acqua, trombe d'aria ecc.), i quali potrebbero essere un rischio per gli asset del Gruppo e per la continuità dei business. A tal proposito il Gruppo, per coprirsi da tali eventi ha attivi contratti assicurativi con copertura estesa anche ai danni derivanti da fenomeni naturali. Inoltre, sono presenti procedure atte a gestire in maniera ottimale e tempestiva eventuali fenomeni meteorologici acuti. Infine, in un'ottica di prevenzione, la progettazione e la realizzazione degli impianti (es. eolici e fotovoltaici) tiene conto delle caratteristiche del territorio e della climatologia locale (es. stabilità dei versanti, ventosità, ecc.).

Contesto macroeconomico

Le attività del Gruppo A2A sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei Paesi in cui opera. L'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale A2A si trova ad operare mostra segnali di consolidamento della ripresa economica in corso, anche in esito all'allentamento progressivo delle misure restrittive, a suo tempo adottate a livello nazionale ed internazionale, per far fronte all'emergenza COVID-19. Per gli anni a venire le proiezioni macroeconomiche prevedono la prosecuzione della ripresa degli scambi internazionali ed una moderata espansione della domanda interna, che dovrebbe consentire il graduale recupero del PIL e l'allineamento dei valori, anche con riferimento ai prezzi ed alle marginalità, al Business Plan di A2A.

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). 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 12 e 24 mesi.

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, 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 nel paragrafo precedente, l'aggiornamento del piano industriale 2021-2030 pubblicato nel novembre 2022 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 piovosità.

Il costo medio ponderato del capitale (Weighted Average Cost of Capital – WACC) utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa è determinato come media ponderata del costo del capitale proprio e del costo del capitale di terzi, al netto degli effetti fiscali.

Tale valore viene aggiornato annualmente al fine di riflettere la volatilità e la percezione del rischio corrente, includendo quindi anche aspettative su crescita ed esposizione ai rischi climatici che il mercato di borsa riconosce a ciascun settore.

Non sono previsti tassi di crescita positivi oltre l'orizzonte esplicito di Piano.

Lo scenario energetico di riferimento è stato stimato considerando l'evoluzione di domanda e di offerta di lungo periodo, tenendo in considerazione numerose variabili tra le quali: la crescita demografica, lo sviluppo e l'adozione di nuove tecnologie green, le scelte dei consumatori e l'ambizione politica a stimolare la transizione. Di conseguenza ci si attende una progressiva riduzione dei consumi dei prodotti petroliferi nei prossimi anni, mentre il mercato del gas naturale vede un sostanziale consolidamento della domanda in Italia fino al 2030, a seguito della resilienza del settore termoelettrico e successivamente, complice anche la sempre maggiore penetrazione di politiche di efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi una decisa accelerazione nel calo della domanda di metano. La domanda di energia elettrica è vista in crescita, sostenuta da nuove forme di elettrificazione (veicoli elettrici, pompe di calore, elettrolizzatori).

Si segnala che l'unico impianto alimentato a carbone (Monfalcone) è stato interamente svalutato negli anni precedenti.

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.

Benefici ai dipendenti

In tema di Benefici ai dipendenti, coerentemente con la metodologia prevista dal principio contabile

di riferimento (IAS 19 Revised) le ipotesi attuariali vengono aggiornate annualmente sulla base dei tassi di mercato, inflazione, previsioni di crescita delle retribuzioni e andamenti futuri delle commodities. Per le analisi e dettagli in merito alle ipotesi attuariali utilizzate e sensitivity si rimanda alla sezione corrispondente delle Note illustrative della Relazione finanziaria annuale consolidata.

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.

Strumenti finanziari

Coerentemente con la metodologia già utilizzata negli esercizi precedenti, il Gruppo A2A adotta una Credit Policy con l'obiettivo di gestire il rischio controparte sia nella fase di acquisizione del cliente mediante verifiche preliminari e richieste di garanzie, sia nella fase di gestione mediante la definizione dei termini di pagamento e/o dei piani di rientro con l'applicazione degli interessi.

Il mutato scenario macroeconomico nel corso del 2022 ha determinato un incremento delle esposizioni creditizie verso i clienti e un maggior rischio sia rispetto al possibile default delle controparti che rispetto ai ritardi di pagamento. Tali aspetti sono stati considerati dal Gruppo A2A nel determinare le expected credit losses ai fini della quantificazione del fondo svalutazione crediti per l'esercizio 2022.

4.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

4.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

4.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2022

4.4 Impatti conflitto Russia - Ucraina

4.5 Climate change

4.6 Tassonomia

4.7 Evoluzione prevedibile della gestione

4.8 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2022 e distribuzione del dividendo

Tassonomia

A giugno 2021, la Commissione Europea ha adottato formalmente il primo Atto Delegato Tecnico del Regolamento UE 2020/852 (cd. Tassonomia) che definisce la lista di settori e attività economiche attualmente inclusi nella Tassonomia e i relativi criteri di vaglio tecnico che consentono di verificare se esse contribuiscono in modo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi ambientali di mitigazione dei cambiamenti climatici e di adattamento ai cambiamenti climatici.

La pubblicazione di ulteriori Atti Delegati Tecnici sui restanti obiettivi ambientali è prevista nel corso del 2023.

Al fine di garantire l'adeguamento alle richieste del Regolamento UE 2020/852, il Gruppo A2A ha implementato una specifica progettualità finalizzata all'individuazione delle attività "ammissibili" ai sensi del Regolamento stesso. Tale processo ha portato all'identificazione delle attività "ammissibili" per il Gruppo ai sensi della Tassonomia per gli obiettivi ambientali di mitigazione dei cambiamenti climatici e di adattamento ai cambiamenti climatici; Con riferimento a tali attività, A2A ha consuntivato fatturato, spese in conto capitale e/o spese operative nell'esercizio 2022, che sono riportati all'interno della Dichiarazione consolidata non finanziaria (DCNF) 2022 del Gruppo.

A partire da quest'anno, come previsto dalla normativa, le analisi sono state ulteriormente affinate al fine di identificare le attività economiche considerate effettivamente ecosostenibili (cd. attività economiche "allineate" alla Tassonomia) e cioè quelle attività che:

- a) contribuiscono in modo sostanziale al raggiungimento di uno o più degli obiettivi ambientali in quanto risultano conformi ai criteri di vaglio tecnico definiti nel Climate Delegated Act;
- b) non arrecano un danno significativo a nessuno degli altri obiettivi ambientali (cd. DNSH); e
- c) sono svolte nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia¹.

¹ Ai sensi dell'art. 18 del Regolamento UE 2020/852, le garanzie minime di salvaguardia sono "procedure attuate da un'impresa che svolge un'attività economica al fine di garantire che sia in linea con le linee guida OCSE destinate alle imprese multinazionali e con i Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'Organizzazione internazionale del lavoro sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo".

4.7

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'esercizio 2023, prevedono un Ebitda compreso tra 1,60 e 1,64 miliardi di euro e un Utile Netto di Gruppo, al netto delle poste non ricorrenti, tra 380 e 390 milioni di euro.

Elevati livelli di volatilità sui mercati energetici, livelli di idraulicità eccezionalmente bassi e nuovi provvedimenti normativi costituiscono rischi che potrebbero generare impatti sul Gruppo ad oggi di difficile quantificazione.

Il Gruppo A2A monitora costantemente l'evoluzione del contesto e, come fatto in altre circostanze di volatilità, individua tempestivamente possibili azioni di mitigazione, finalizzate alla maggior tutela della posizione economica e patrimoniale.

Con riferimento a possibili tensioni sui mercati finanziari, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo (al 31 dicembre 2022 pari a 4,9 miliardi di euro, costituita da cassa per 2,58 miliardi di euro e linee di credito committed e uncommitted per 2,35 miliardi di euro) ha permesso di gestire le operazioni in derivati sul mercato delle commodities, gli incrementi temporanei di circolante dovuti alla crescita dei prezzi ed ai piani di rateizzazione concessi ai clienti e le richieste di marginazione (cash collateral) da parte delle clearing house. Il rafforzamento della posizione di liquidità del Gruppo è proseguito anche nei primi mesi del 2023: A2A ha dapprima collocato un nuovo Green Bond per 500 milioni di euro a sostegno degli investimenti previsti nel nuovo Piano Industriale e successivamente incrementato le linee di credito committed con una nuova operazione bilaterale da 100 milioni di euro.

4.1
Sintesi economica,
patrimoniale e
finanziaria

4.2
Eventi di rilievo nel
corso dell'esercizio

4.3
Eventi di rilievo
successivi al
31 dicembre 2022

4.4
Impatti conflitto
Russia - Ucraina

4.5
Climate change

4.6
Tassonomia

4.7
Evoluzione
prevedibile della
gestione

4.8
Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2022
e distribuzione del
dividendo

4.8

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2022 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2022, presenta un utile pari a euro 545.581.220,00.

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

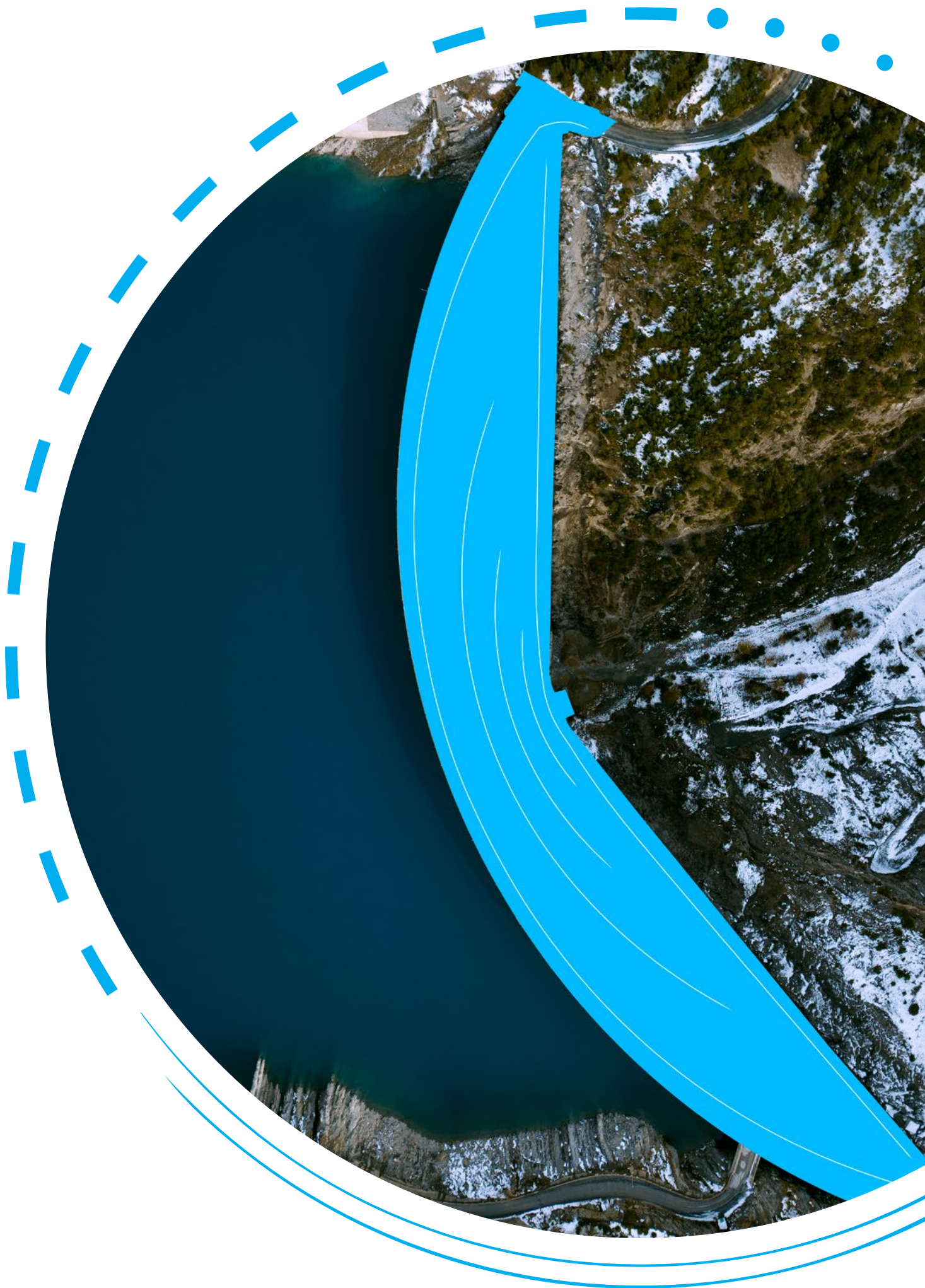
la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 545.581.220,00 come segue:

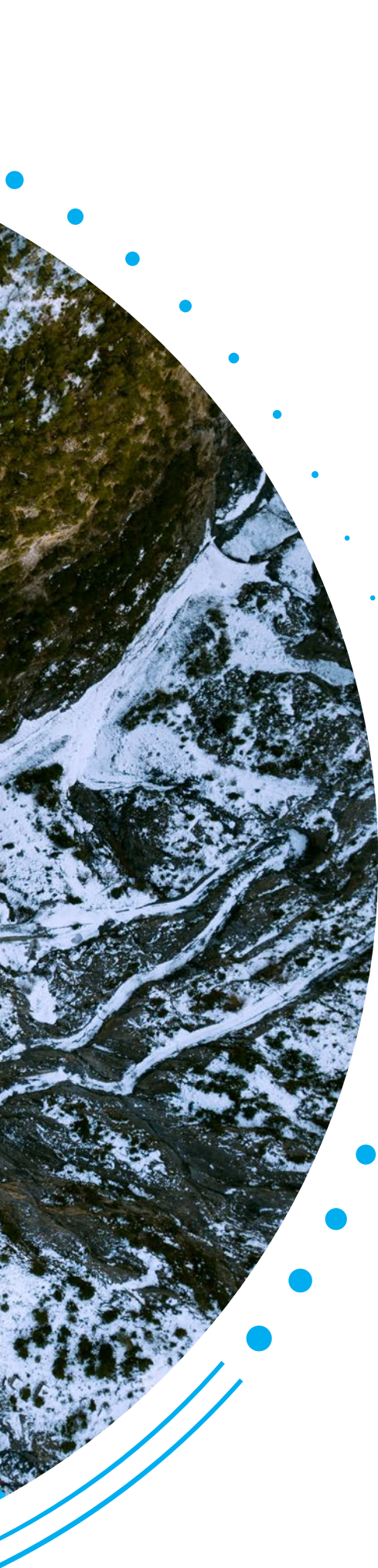
- euro 27.279.061,00 a riserva legale;
- euro 283.214.637,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,0904 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 235.087.522,00 a Riserva Straordinaria.

A titolo informativo, Vi segnaliamo che il numero di azioni attualmente in circolazione risulta pari a n. 3.132.905.277 azioni.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 24 maggio 2023, con data stacco della cedola il 22 maggio 2023 e record date il 23 maggio 2023.

Il Consiglio di Amministrazione





5

Analisi dei principali settori di attività

5.1

Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	Generazione e Trading		Mercato		Ambiente	
	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021
Ricavi	19.605	8.095	8.798	3.885	1.422	1.260
- di cui intersettoriali	7.144	2.263	358	152	348	229
Costi operativi	(18.960)	(7.642)	(8.615)	(3.618)	(710)	(582)
- di cui intersettoriali	(558)	(332)	(7320)	(2.559)	(113)	(97)
Costi per il personale	(91)	(85)	(58)	(53)	(353)	(337)
Margine Operativo Lordo	554	368	125	214	359	341
% sui Ricavi	2,8%	4,5%	1,4%	5,5%	25,2%	27,1%
Ammortamento immobilizzazioni materiali e immateriali	(206)	(190)	(53)	(41)	(149)	(131)
Svalutazioni nette delle immobilizzazioni	(1)	-	-	-	-	(1)
Accantonamenti per rischi	(30)	(17)	1	(3)	32	(28)
Accantonamenti per rischi su crediti	-	(1)	(88)	(32)	1	1
Risultato operativo netto	317	160	(15)	138	243	182
% sui Ricavi	1,6%	2,0%	(0,2%)	3,6%	17,1%	14,4%
Risultato da transazioni non ricorrenti						
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria						
Risultato al lordo delle imposte						
Oneri per imposte sui redditi						
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte						
Risultato netto da Attività operative cedute/destinate alla vendita						
Risultato di pertinenza di terzi						
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo						
Investimenti lordi (1)	272	144	71	73	264	273

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

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

	Smart Infrastructures		Corporate		Elisioni		Conto economico	
	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021
	1.539	1.280	320	301	(8.518)	(3.272)	23.166	11.549
	374	367	294	261	(8.518)	(3.272)		
	(908)	(637)	(221)	(193)	8.518	3.272	(20.896)	(9.400)
	(473)	(251)	(54)	(33)	8.518	3.272		
	(112)	(105)	(151)	(141)			(765)	(721)
	519	538	(52)	(33)			1.505	1.428
	33,7%	42,0%	(16,3%)	(11,0%)			6,5%	12,4%
	(260)	(256)	(56)	(48)			(724)	(666)
	(1)	(11)	-	(1)			(2)	(13)
	(3)	(5)	(2)	(3)			(2)	(56)
	(2)	(2)	(1)	1			(90)	(33)
	253	264	(111)	(84)			687	660
	16,4%	20,6%	(34,7%)	(27,9%)			3,0%	5,7%
							157	-
							(88)	(70)
							756	590
							(344)	(36)
							412	554
							36	(4)
							(47)	(46)
							401	504
	560	516	73	77	-	(9)	1.240	1.074

milioni di euro	Generazione e Trading		Mercato		Ambiente	
	31 12 2022	31 12 2021	31 12 2022	31 12 2021	31 12 2022	31 12 2021
Capitale investito						
Capitale immobilizzato netto	2.549	2.122	108	269	1.582	1.388
- Immobilizzazioni materiali	2.369	2.165	49	43	1.257	1.122
- Immobilizzazioni immateriali	379	154	368	276	620	609
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4	-	21	36	29	12
- Altre attività/passività non correnti	12	8	(306)	(44)	-	14
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	133	166	9	(8)	36	50
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(325)	(345)	(25)	(25)	(312)	(359)
- Benefici a dipendenti	(23)	(26)	(8)	(9)	(48)	(60)
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	(668)	(130)	741	366	(113)	12
Capitale Circolante Netto	(917)	30	700	428	(66)	56
- Rimanenze	445	129	-	-	40	34
- Crediti commerciali	3.106	1.862	2.119	1.394	295	322
- Debiti commerciali	(4.468)	(1.961)	(1.419)	(966)	(401)	(300)
Altre attività/passività correnti	249	(160)	41	(62)	(47)	(44)
- Altre attività/passività correnti	250	(156)	38	(62)	(47)	(40)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(1)	(4)	3	-	-	(4)
Attività/Passività destinate alla vendita	-	-	-	-	-	-
Totale capitale investito	1.881	1.992	849	635	1.469	1.400

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

	Smart Infrastructures		Corporate		Elisioni e rettifiche		Totale Gruppo	
	31 12 2022	31 12 2021	31 12 2022	31 12 2021	31 12 2022	31 12 2021	31 12 2022	31 12 2021
	4.354	3.978	4.125	4.301	(3.869)	(4.032)	8.849	8.026
	2.294	2.109	217	195	(24)	(46)	6.162	5.588
	2.049	1.925	99	204	-	(43)	3.515	3.125
	1	4	3.873	3.977	(3.846)	(3.956)	82	73
	(15)	(54)	13	(4)	-	(13)	(296)	(93)
	117	95	67	65	1	56	363	424
	(46)	(44)	(21)	(22)	-	(2)	(729)	(797)
	(46)	(57)	(123)	(114)	-	(28)	(248)	(294)
	102	27	(180)	(26)	(6)	(6)	(124)	243
	(28)	139	(65)	(68)	68	16	(308)	601
	49	38	2	2	-	1	536	204
	491	473	71	65	(1.402)	(825)	4.680	3.291
	(568)	(372)	(138)	(135)	1.470	840	(5.524)	(2.894)
	130	(112)	(115)	42	(74)	(22)	184	(358)
	129	(111)	(13)	(5)	(74)	(31)	283	(405)
	1	(1)	(102)	47	-	9	(99)	47
	-	102	-	45	-	-	-	147
	4.456	4.107	3.945	4.320	(3.875)	(4.038)	8.725	8.416

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 ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela. Inoltre, si occupa di fornire servizi di efficienza energetica e di mobilità elettrica.

Business Unit Ambiente

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

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

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

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.

Nella Business Unit Ambiente, infine, sono confluite le attività svolte all'estero di fornitura di know how e tecnologie per la realizzazione di impianti di pre-trattamento rifiuti.

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.

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. Gestisce l'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). L'attività è inoltre finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di operation and maintenance delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì incluse le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

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.

Si segnala che dal gennaio 2021 la Business Unit 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.

¹ Potenza installata complessivamente pari a 9,5 GW.

Di seguito, si riporta una sintesi dei principali dati economici per aree di attività:

Risultati per aree di attività 2022

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	19.544	8.758	1.378	1.465	291	(8.490)	22.946
Altri ricavi e proventi	61	40	44	74	29	(28)	220
Totale ricavi	19.605	8.798	1.422	1.539	320	(8.518)	23.166
Costi operativi	18.960	8.615	710	908	221	(8.518)	20.896
Costi per il personale	91	58	353	112	151	-	765
Margine operativo lordo	554	125	359	519	(52)	-	1.505
Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni	(207)	(53)	(149)	(261)	(56)	-	(726)
Accantonamenti per rischi e crediti	(30)	(87)	33	(5)	(3)	-	(92)
Risultato operativo netto	317	(15)	243	253	(111)	-	1.597
Investimenti	272	71	264	560	73	-	1.240

Risultati per aree di attività 2021

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	8.006	3.849	1.207	1.248	284	(3.242)	11.352
Altri ricavi e proventi	89	36	53	32	17	(30)	197
Totale ricavi	8.095	3.885	1.260	1.280	301	(3.272)	11.549
Costi operativi	7.642	3.618	582	637	193	(3.272)	9.400
Costi per il personale	85	53	337	105	141	-	721
Margine operativo lordo	368	214	341	538	(33)	-	1.428
Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni	(190)	(41)	(132)	(267)	(49)	-	(679)
Accantonamenti per rischi e crediti	(18)	(35)	(27)	(7)	(2)	-	(89)
Risultato operativo netto	386	249	368	545	(31)	-	1.517
Investimenti	144	73	273	516	77	(9)	1.074

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

Business Unit Generazione e Trading



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

554

mln €
Ebitda

+50,5% rispetto al 2021

272

mln €
Investimenti

144 mln nel 2021 (+88,9%)

663

GWh
**Produzione impianti
a carbone**

(157 GWh nel 2021)

14.973

GWh
**Produzione termoelettrica
da altri impianti**

(+7,6% vs 2021)

638

GWh
**Produzioni fotovoltaico
ed eolico**

(313 GWh nel 2021)

2.729

GWh
**Produzioni
idroelettriche**

(-35,5% vs 2021)

303,1

€/MWh
Prezzo unico nazionale

(125 €/MWh nel 2021)

+1,9

€/MWh
Clean spark spread

(0,6 €/MWh nel 2021)

Dati operativi

Produzione netta energia elettrica GWh	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Produzione netta Termoelettrica	15.636	14.078	1.558	11,1%
- CCGT	12.836	12.459	377	3,0%
- Olio	2.137	1.462	675	46,2%
- Carbone	663	157	506	n.s.
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	3.367	4.544	(1.177)	(25,9%)
- Idroelettrica	2.729	4.231	(1.502)	(35,5%)
- Fotovoltaica	387	291	96	33,0%
- Eolica	251	22	229	n.s.
Totale produzione netta	19.003	18.622	381	2,0%

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	19.605	8.095	11.510	142,2%
Costi operativi	18.960	7.642	11.318	148,1%
Costo del personale	91	85	6	7,1%
Margine Operativo Lordo	554	368	186	50,5%
% su Ricavi	2,8%	4,5%		
<i>Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni</i>	<i>(207)</i>	<i>(190)</i>	<i>(17)</i>	8,9%
<i>Accantonamenti per rischi e crediti</i>	<i>(30)</i>	<i>(18)</i>	<i>(12)</i>	66,7%
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(237)	(208)	(29)	13,9%
Risultato Operativo Netto	317	160	157	98,1%
% su Ricavi	1,6%	2,0%		
Investimenti	272	144	128	88,9%
FTE	1.072	1.051	21	2,0%

I ricavi del 2022 si sono attestati a 19.605 milioni di euro, in aumento di 11.510 milioni di euro (+142%) rispetto all'esercizio precedente. La significativa variazione è stata determinata prevalentemente dalla straordinaria crescita dei prezzi di energia elettrica e gas registrata nell'anno; i maggiori volumi venduti ed intermediati hanno contribuito in misura marginale.

I costi operativi del 2022 sono stati pari a 18.960 milioni di euro, in incremento di 11.318 milioni di euro rispetto al 2021, principalmente a seguito dell'aumento dei costi di approvvigionamento delle materie prime energetiche. In misura minore ha inciso anche l'incremento degli oneri per canoni idroelettrici.

I costi del personale sono stati pari a 91 milioni di euro, in incremento di 6 milioni di euro rispetto al 2021 (7%). Tale variazione è stata determinata per circa il 50% da incrementi retributivi previsti dai contratti collettivi nazionali di lavoro e dalle azioni di politica retributiva e per la parte rimanente dalle variazioni di perimetro, dal potenziamento delle strutture per lo sviluppo e la gestione delle energie rinnovabili.

Nel 2022 gli FTE risultano pari a 1.072 unità (1.051 FTE al 31 dicembre 2021).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 554 milioni di euro in incremento di 186 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (+50,5%). Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto, pari a -17 milioni di euro nel 2022 e +10 milioni di euro nel 2021, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 213 milioni di euro.

La variazione positiva è principalmente riconducibile a:

- remunerazione del capacity market per 130 milioni di euro, grazie all'aggiudicazione di capacità produttiva nelle aste indette da Terna per garantire la sicurezza del sistema con risorse sempre disponibili;

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

- funzionamento dell'impianto di Monfalcone su mercato MGP riattivato su richiesta del Governo per fronteggiare la crisi energetica in atto, per 60 milioni di euro;
- positiva performance del portafoglio di Trading per 55 milioni di euro (81 milioni di euro nel 2022; 26 milioni di euro nel 2021);
- opportunità conseguite sul mercato dei servizi ancillari ("MSD") per 49 milioni di euro (+15% rispetto al 2021), a seguito delle richieste di Terna per le criticità della rete che hanno caratterizzato l'anno in esame;
- contributo degli impianti fotovoltaici ed eolici delle nuove società acquisite per 40 milioni di euro. Le produzioni da fonti eoliche e fotovoltaiche, grazie all'apporto delle società acquisite nel corso del 2021 e del 2022 (Octopus, 3New e 4New) hanno registrato una crescita significativa, attestandosi rispettivamente a 251 GWh e 387 GWh.

Gli impatti positivi sono stati in parte compensati da:

- minore produzione idroelettrica (-36%) per -96 milioni di euro, dovute alla forte siccità registrata nell'anno;
- maggiori oneri per canoni idroelettrici per 10 milioni di euro.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 237 milioni di euro (208 milioni di euro al 31 dicembre 2021). La variazione è legata per 16 milioni di euro a maggiori ammortamenti, principalmente per il consolidamento delle società del comparto rinnovabili di nuova acquisizione e per 13 milioni di euro ai maggiori accantonamenti a fondo rischi.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 317 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Nell'anno in esame gli investimenti sono risultati pari a 272 milioni di euro e hanno riguardato per 85 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria e di adeguamento a norme, di cui 53 milioni di euro presso gli impianti termoelettrici, 26 milioni di euro presso i nuclei idroelettrici del Gruppo e 1 milione di euro presso gli impianti fotovoltaici.

Sono stati effettuati inoltre interventi di sviluppo per complessivi 187 milioni di euro, di cui 151 milioni di euro per investimenti su impianti termoelettrici: upgrade turbine a gas degli impianti a ciclo combinato di Cassano, Chivasso, Sermide e Piacenza, progetti per motori endotermici a Cassano, nuovi cicli combinati di Monfalcone e Cassano. Tali interventi, finalizzati a garantire flessibilità, copertura dei picchi di domanda e bilanciamento del fabbisogno energetico della rete elettrica, contribuiscono all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Si segnalano infine gli investimenti relativi a impianti eolici e fotovoltaici per 33 milioni di euro, finalizzati ad accelerare la crescita delle fonti rinnovabili del Gruppo.

Business Unit Mercato



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

125

mln €
Ebidta

-41,6% rispetto al 2021

71

mln €
Investimenti

73 milioni nel 2021

20.737

GWh
Vendite energia elettrica

(+12,5% vs 2021)

2.677

Mmc
Vendita gas

(-1,3% vs 2021)

1.491

(#/1000) POD
Clienti mercato retail ele
mercato libero: 1.128 POD

(+22,2% rispetto al 2021)

1.579

(#/1000) PDR
Clienti mercato retail gas
mercato libero: 1.043 PDR

(+12,3% rispetto al 2021)

Dati operativi

Energia elettrica	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	18.423	15.968	2.455	15,4%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	732	983	(251)	(25,5%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia (GWh)	1.582	1.475	107	7,3%
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	20.737	18.426	2.311	12,5%
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	1.128	923	205	22,2%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	323	382	(59)	(15,4%)
POD Energia Elettrica in regime Salvaguardia (#/1000)	40	63	(23)	(36,5%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.491	1.368	123	9,0%
Gas	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	2.282	2.146	136	6,3%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	395	565	(170)	(30,1%)
Totale Vendite Gas (Mmc)	2.677	2.711	(34)	(1,3%)
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	1.043	929	114	12,3%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	536	638	(102)	(16,0%)
Totale PDR Gas (#/1000)	1.579	1.567	12	0,8%

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

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	8.798	3.885	4.913	126,5%
Costi operativi	8.615	3.618	4.997	138,1%
Costo del personale	58	53	5	9,4%
Margine Operativo Lordo	125	214	(89)	(41,6%)
% su Ricavi	1,4%	5,5%		
<i>Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni</i>	<i>(53)</i>	<i>(41)</i>	<i>(12)</i>	<i>29,3%</i>
<i>Accantonamenti per rischi e crediti</i>	<i>(87)</i>	<i>(35)</i>	<i>(52)</i>	<i>148,6%</i>
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(140)	(76)	(64)	84,2%
Risultato Operativo Netto	(15)	138	(153)	(110,9%)
% su Ricavi	(0,2%)	3,6%		
Investimenti	71	73	(2)	(2,7%)
FTE	951	907	44	4,9%

I ricavi si sono attestati a 8.798 milioni di euro (3.885 milioni di euro al 31 dicembre 2021). La crescita registrata è riconducibile prevalentemente all'aumento dei prezzi unitari sia dell'elettricità sia del gas e in misura più contenuta alle maggiori quantità di energia elettrica vendute.

I costi operativi del 2022 sono stati pari a 8.615 milioni di euro, in incremento di 4.997 milioni di euro rispetto al 2021, principalmente a seguito dell'aumento dei costi di approvvigionamento delle materie prime energetiche.

In misura minore ha inciso anche l'incremento dei costi sostenuti a supporto dello sviluppo commerciale, in particolare in ambito ICT e costi di acquisizione della clientela.

Con particolare riferimento al segmento mass market (elettrico e gas) i punti di fornitura serviti nell'anno hanno superato complessivamente quota 3 milioni di unità, di cui oltre 2 milioni relativi al mercato libero, che ha registrato un aumento pari a circa 319 mila unità. Complessivamente nell'anno, le acquisizioni lorde (prima delle cessazioni) di nuova clientela Mass Market a mercato libero della principale società di vendita del Gruppo sono state pari a 393 mila unità, corrispondenti ad un incremento del 28%, prevalentemente nel comparto elettrico.

I costi del personale si sono attestati a 58 milioni di euro (53 milioni di euro nel 2021), principalmente a seguito dell'incremento degli FTE, pari a 951 unità (907 FTE al 31 dicembre 2021). La variazione è determinata per l'80% dalle maggiori assunzioni effettuate nell'anno in esame per il potenziamento di aree di attività tradizionali ed innovative, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato è risultato positivo per 125 milioni di euro (214 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Al netto delle componenti non ricorrenti (+2 milioni di euro nel 2022 e +14 milioni di euro nel 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in diminuzione di 77 milioni di euro.

La contrazione si è concentrata nel primo semestre dell'anno, per effetto del calo di marginalità unitaria del comparto energy retail, sia elettricità che gas, a causa di:

- differente distribuzione temporale della marginalità dei contratti a prezzo fisso rispetto all'anno precedente, a parità di margine contrattuale complessivo;
- impatti collegati a consumi dei clienti finali, differenti rispetto ai profili contrattualizzati;
- sbilanciamenti enfatizzati dal livello dei prezzi dell'energia dell'anno.

Il Margine Operativo Lordo ordinario del secondo semestre è risultato in miglioramento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+36 milioni di euro), per effetto di un parziale riassorbimento dei sopra citati impatti negativi con particolare riferimento al settore elettricità. E' inoltre proseguito anche nella seconda parte dell'anno il contributo positivo dello sviluppo commerciale, sia in termini di aumento dei clienti che dei volumi serviti, come sopra evidenziato.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 140 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2021): la principale variazione è riconducibile ai maggiori accantonamenti per svalutazione crediti (56 milioni di euro) legati all'esposizione creditizia verso la clientela, anche per effetto dell'aumento del fatturato. Gli indicatori di delinquency creditizia non hanno subito tuttavia alcuna variazione, confermando la solidità del portafoglio clienti.

Gli ammortamenti del periodo, pari a 53 milioni di euro, sono in incremento per effetto dei progetti di digitalizzazione in corso.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto risulta negativo per 15 milioni di euro (positivo per 138 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Nel 2022 la Business Unit Mercato ha realizzato investimenti per 71 milioni di euro ed hanno riguardato:

- per 61 milioni di euro il comparto energy retail per interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme Hardware e Software, finalizzati al supporto delle attività di fatturazione e gestione clienti, e alla società full-digital NEN, nonché oneri capitalizzati di acquisizione di nuovi clienti;
- per 10 milioni di euro il comparto Energy Solutions per progetti di efficienza energetica.

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

Business Unit Ambiente



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

359

mln €
Ebitda

+5,3% rispetto al 2021

264

mln €
Investimenti

273 milioni nel 2021 (-3,3%)

1.487

GWh
**Calore
ceduto**

(-9,3% vs 2021)

2.121

GWh
**Energia elettrica
venduta**

(+1,9% vs 2021)

3.368

Kton
Rifiuti smaltiti

(-1,6% vs 2021)

di cui:

994

Kton
**Smaltimenti recupero
materia**

(+0,6% vs 2021)

1.436

Kton
**Smaltimenti recupero
energia**

(-3% vs 2021)

Dati operativi

	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Rifiuti raccolti (Kton)	1.785	1.861	(76)	(4,1%)
Residenti serviti (#/1000)	3.965	4.065	(100)	(2,5%)
Energia elettrica venduta (GWh)	2.121	2.082	39	1,9%
Calore ceduto (GWht)*	1.487	1.640	(153)	(9,3%)

(*) quantità rilevate a bocca di centrale.

Rifiuti smaltiti (Kton)	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Recupero energia	1.436	1.481	(45)	(3,0%)
Recupero materia	994	988	6	0,6%
Altro	938	953	(15)	(1,6%)
Totale	3.368	3.423	(55)	(1,6%)

Le quantità riportate sono al netto degli smaltimenti infragruppo.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	1.422	1.260	162	12,9%
Costi operativi	710	582	128	22,0%
Costo del personale	353	337	16	4,7%
Margine Operativo Lordo	359	341	18	5,3%
% su Ricavi	25,2%	27,1%		
<i>Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni</i>	<i>(149)</i>	<i>(131)</i>	<i>(18)</i>	<i>13,7%</i>
<i>Accantonamenti per rischi e crediti</i>	<i>33</i>	<i>(28)</i>	<i>61</i>	<i>n.s.</i>
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(116)	(159)	43	(27,0%)
Risultato Operativo Netto	243	182	61	33,5%
% su Ricavi	17,1%	14,4%		
Investimenti	264	273	(9)	(3,3%)
FTE	6.577	6.470	107	1,7%

Nel 2022 la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 1.422 milioni di euro, in crescita del 12,9% rispetto all'analogo periodo del 2021 (1.260 milioni di euro al 31 dicembre del 2021) prevalentemente per i maggiori ricavi da vendita di energia elettrica e da vendita calore. Hanno inoltre contribuito all'aumento i maggiori ricavi da smaltimento rifiuti per effetto dei maggiori prezzi unitari e l'apporto delle società acquisite nel corso del 2021.

I costi operativi si sono attestati a 710 milioni di euro, in crescita di 128 milioni di euro rispetto al corrispondente valore del 2021, prevalentemente a causa dei maggiori costi energetici, consumi, ricambi e manutenzioni, in linea con il generalizzato aumento dei prezzi. All'incremento hanno contribuito anche le variazioni di perimetro (Agripower consolidata a partire da aprile 2021, TecnoA consolidata da dicembre 2021).

I costi del personale si sono attestati a 353 milioni di euro, in incremento di 16 milioni di euro rispetto al 2021, pari al 4,7%. Tale variazione è dovuta per il 40% ad un aumento degli FTE (6.577 unità del 2022 rispetto a 6.470 FTE nell'esercizio precedente) per effetto delle assunzioni effettuate per il potenziamento di alcuni servizi della Raccolta e strutture del comparto Trattamento. L'incremento relativo all'applicazione dei contratti nazionali di lavoro e delle politiche retributive è stata complessivamente pari a circa 5 milioni di euro, pari al 30% della variazione.

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 359 milioni di euro (341 milioni di euro al 31 dicembre 2021) in aumento di 18 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+9 milioni di euro nel 2022 e +8 milioni di euro nel 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 17 milioni di euro.

Ha contribuito al risultato del periodo il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+30 milioni di euro rispetto al 2021) per:

- dinamica positiva dei prezzi di cessione di energia elettrica e calore degli impianti di termovalorizzazione per complessivi 39 milioni di euro. L'effetto economico legato alle minori quantità trattate è trascurabile: i volumi di energia elettrica, infatti, registrano un aumento rispetto all'esercizio precedente grazie alla maggiore produttività del termovalorizzatore Silla2 che hanno in parte compensato la minore disponibilità del termovalorizzatore di Parona per la dismissione di una linea. I volumi di calore richiesti dal comparto teleriscaldamento risultano in calo del 9,3% a seguito delle temperature miti che hanno caratterizzato l'anno in esame;
- incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani che ha compensato la diminuzione delle quantità trattate (+3 milioni di euro). Infatti, le quantità destinate al recupero energia hanno registrato una contrazione a seguito della minore disponibilità del termovalorizzatore di Parona;
- marginalità degli impianti alimentati a biomasse (+6 milioni di euro) sia per effetto dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica sia per l'apporto incrementale di Agripower, consolidata a partire dal mese di aprile 2021. Tale significativo contributo è stato in parte riassorbito dall'aumento dei costi, in particolare delle biomasse a seguito di una dinamica rialzista dei prezzi che ha interessato il settore nell'anno in esame;
- maggiori costi per smaltimento polveri, materie prime e reagenti (14 milioni di euro).

Tale risultato è stato in parte compensato dalla minore marginalità del comparto raccolta rifiuti (-12 milioni di euro), penalizzato in maniera rilevante dall'aumento registrato nell'anno del costo del carburante consumato dagli automezzi utilizzati e solo limitatamente dalla perdita della concessione di alcuni comuni, in particolare Varese, che ha determinato una contrazione delle quantità del -4,1% rispetto all'anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 116 milioni di euro (159 milioni di euro nel 2021). La variazione negativa è l'effetto combinato di maggiori ammortamenti (18 milioni di euro) relativi agli investimenti realizzati nel corso del 2022 e alle società acquisite nel corso del 2021. I minori accantonamenti a fondo rischi e i rilasci di fondi eccedenti, per effetto dell'incremento dei tassi di attualizzazione, hanno contribuito per 60 milioni di euro.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 243 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Gli Investimenti del 2022 si sono attestati a 264 milioni di euro e hanno riguardato:

- interventi di sviluppo per 197 milioni di euro, di cui 113 milioni di euro relativi agli impianti di termovalorizzazione (in particolare 60 milioni di euro per la realizzazione del nuovo impianto di termovalorizzazione di Parona e 42 milioni di euro per la linea depurazioni fumi del termovalorizzatore di Brescia), 52 milioni di euro agli impianti FORSU di Lacchiarella e Cavaglia e 27 milioni di euro agli altri impianti di trattamento e recupero (in particolare 6 milioni di euro per il nuovo impianto fanghi di Parona) e 3 milioni al comparto raccolta;
- interventi di mantenimento per 67 milioni di euro relativi a impianti di termovalorizzazione (30 milioni di euro), a impianti di biomasse (5 milioni di euro), a impianti di trattamento e recupero (10 milioni di euro) e al comparto raccolta (19 milioni di euro).

Business Unit Smart Infrastructures



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

519

mln €
Ebidta

-3,5% rispetto al 2021

560

mln €
Investimenti

516 milioni nel 2021 (+8,5%)

1.482

mln €
RAB Gas

(+1,1% vs 2021)

827

mln €
RAB Energia Elettrica

(+9,8% vs 2021)

511

mln €
RAB Servizi idrici

(+24,3% vs 2021)

2.877

GWht
Calore venduto

(-9,5% vs 2021)

Dati operativi

Reti	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Energia elettrica distribuita (GWh)	11.238	11.422	(184)	(1,6%)
Gas distribuito (Mmc)	2.726	3.132	(406)	(13,0%)
Acqua distribuita (Mmc)	75	76	(1)	(1,3%)
RAB Energia Elettrica (M€) (*)	827	753	74	9,8%
RAB Gas (M€) (*)	1.482	1.466	16	1,1%
RAB Acqua (M€) (*)	511	411	100	24,3%

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

Calore GWh	31 12 2022	31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
FONTI				
Impianti di:	1.392	1.554	(162)	(10,4%)
- Lamarmora	330	385	(55)	(14,3%)
- Famagosta	61	95	(34)	(35,8%)
- Tecnocity	59	72	(13)	(18,1%)
- Altri impianti	942	1.002	(60)	(6,0%)
Acquisti da:	1.911	2.137	(226)	(10,6%)
- terzi	373	473	(100)	(21,1%)
- altre Business Unit	1.538	1.664	(126)	(7,6%)
Totale Fonti	3.303	3.691	(388)	(10,5%)
USI				
Vendite ai clienti finali	2.877	3.178	(301)	(9,5%)
Perdite di distribuzione	426	513	(87)	(17,0%)
Totale Usi	3.303	3.691	(388)	(10,5%)
Energia elettrica da cogenerazione	429	297	132	44,4%

Note:

- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento e comprendono le vendite freddo. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla Business Unit Ambiente.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	1.539	1.280	259	20,2%
Costi operativi	908	637	271	42,5%
Costo del personale	112	105	7	6,7%
Margine Operativo Lordo	519	538	(19)	(3,5%)
% su Ricavi	33,7%	42,0%		
<i>Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni</i>	<i>(261)</i>	<i>(267)</i>	6	(2,2%)
<i>Accantonamenti per rischi e crediti</i>	<i>(5)</i>	<i>(7)</i>	2	(28,6%)
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(266)	(274)	8	(2,9%)
Risultato Operativo Netto	253	264	(11)	(4,2%)
% su Ricavi	16,4%	20,6%		
Investimenti	560	516	44	8,5%
FTE	3.075	3.052	23	0,8%

I ricavi del periodo della Business Unit Smart Infrastructures si sono attestati a 1.539 milioni di euro (1.280 milioni di euro al 31 dicembre 2021, +20%). La variazione è legata ai maggiori ricavi relativi al comparto calore (+268 milioni di euro) per la dinamica dei prezzi unitari del teleriscaldamento e dell'energia elettrica e per l'apporto di A2A Airport Energy acquisita nel settembre 2022, ai ricavi relativi alle attività funzionali all'ottenimento di risparmio energetico (Superbonus) e al comparto illuminazione pubblica (+23 milioni di euro). In merito ai comparti elettricità e gas, invece, è stato registrato una contrazione dei ricavi ammessi per effetto della riduzione del WACC regolatorio dello 0,7% e della perequazione perdite elettricità (-17 milioni di euro) a seguito della modifica delle modalità di calcolo da parte dell'ARERA.

I costi operativi sono aumentati di 271 milioni di euro, di cui 239 milioni di euro, specularmente all'andamento dei ricavi, attribuibili al comparto calore a seguito dell'aumento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (gas e calore).

L'incremento dei costi energetici ha comunque rappresentato il principale driver di crescita dei costi anche per i comparti reti Gas, Ciclo Idrico e Illuminazione Pubblica. Sulla Rete Gas, inoltre, è stato registrato un incremento del canone relativo all'ATEM Milano a seguito dell'aggiudicazione della gara.

I costi del personale si sono attestati a 112 milioni di euro (105 milioni di euro nell'anno precedente). La variazione è riconducibile per circa l'80% all'aumento dei costi unitari a seguito degli aumenti previsti dai contratti collettivi e delle politiche retributive e per la restante parte all'incremento degli FTE. Nel 2022, infatti gli FTE si sono attestati a 3.075 unità con una variazione di 23 unità riconducibile ai nuovi progetti di investimento e alle assunzioni effettuate, al netto dell'effetto derivante dalla cessione degli ATEM gas non strategici.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Smart Infrastructures del 2022 è risultato pari a 519 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Al netto delle partite non ricorrenti (+18 milioni di euro nel 2022, +7 milioni di euro nell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 501 milioni di euro, in diminuzione di 30 milioni di euro (-6%) rispetto al 2021.

Si segnala che le partite non ricorrenti dell'anno in corso includono 15,3 milioni di euro per partite tariffarie pregresse relative agli anni 2010/2011 del ciclo idrico del Gruppo Acinque.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica (-14 milioni di euro): diminuzione legata ai minori ricavi ammessi ai fini regolatori a seguito delle deliberazioni dell'Autorità di settore (ARERA) in merito alla remunerazione del capitale, alla perequazione perdite elettricità, maggiori costi operativi (penali per continuità del servizio, manutenzione software e smobilizzi) e maggior costo del personale dell'anno rispetto all'esercizio precedente;
- reti di distribuzione gas (-33 milioni di euro): diminuzione legata ai minori ricavi ammessi ai fini regolatori a seguito delle deliberazioni dell'Autorità di settore (ARERA) in merito alla remunerazione del capitale e ai maggiori costi operativi dell'anno rispetto all'esercizio precedente (principalmente oneri per l'aggiornamento del canone gas relativo all'ATEM Milano 1 e costi energetici);
- teleriscaldamento: +25 milioni di euro, prevalentemente per l'aumento dei margini unitari relativi alla vendita di energia elettrica e per l'apporto della nuova società acquisita A2A Airport Energy. La contrazione di marginalità delle vendite di teleriscaldamento, dovuta in parte ai minori volumi di calore venduti (-9,5% rispetto all'anno precedente), è stata neutralizzata dai benefici derivanti dalle agevolazioni previste dai decreti Aiuti in merito ai crediti di imposta per le imprese non energivore e non gasivore;
- ciclo idrico: -18 milioni di euro per maggiori costi operativi, in particolare energia elettrica;
- illuminazione pubblica: +9 milioni di euro riconducibili all'adeguamento dei canoni a seguito dell'aumento dei costi energetici.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 266 milioni di euro (274 milioni di euro al 31 dicembre 2021). La variazione è riconducibile alle minori svalutazioni rispetto all'anno precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 253 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Gli Investimenti del periodo in esame sono risultati pari a 560 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento del telecontrollo, il rifacimento della rete in media e bassa tensione, interventi di mantenimento e potenziamento

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate

degli impianti primari, nonché investimenti per progetto smart meter 2G (203 milioni di euro);

- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori smart meter gas (131 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi di manutenzione e sviluppo sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi e rifacimenti delle reti fognarie e degli impianti di depurazione (104 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 86 milioni di euro;
- nel comparto illuminazione pubblica per nuovi progetti (17 milioni di euro);
- nel comparto Smart City, in prevalenza posa fibra ottica, radiofrequenza e data center (14 milioni di euro);
- nel comparto e-mobility per installazione nuove colonnine di ricarica energia elettrica (5 milioni di euro).

5.7 Corporate

5 Analisi dei principali settori di attività

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 31 12 2022	01 01 2021 31 12 2021	Variazione	% 2022/2021
Ricavi	320	301	19	6,3%
Costi operativi	221	193	28	14,5%
Costo del personale	151	141	10	7,1%
Margine Operativo Lordo	(52)	(33)	(19)	57,6%
% su Ricavi	(16,3%)	(11,0%)		
<i>Ammortamenti e Svalutazioni di immobilizzazioni</i>	<i>(56)</i>	<i>(49)</i>	<i>(7)</i>	<i>14,3%</i>
<i>Accantonamenti per rischi e crediti</i>	<i>(3)</i>	<i>(2)</i>	<i>(1)</i>	<i>50,0%</i>
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(59)	(51)	(8)	15,7%
Risultato Operativo Netto	(111)	(84)	(27)	32,1%
% su Ricavi	(34,7%)	(27,9%)		
Investimenti	73	77	(4)	(5,2%)
FTE	1.637	1.541	96	6,2%

I costi operativi sono in incremento principalmente per maggiori spese destinate alla digitalizzazione e all'innovazione del Gruppo e per maggiori oneri di comunicazione esterna.

Il costo del personale risulta in aumento per i maggiori FTE, che si attestano nel 2022 a 1.637 unità, registrando una variazione positiva di 96 unità rispetto all'esercizio precedente legata ad inserimenti per il potenziamento di alcune aree di attività, in coerenza con le esigenze evolutive e gli obiettivi di sviluppo del Gruppo.

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della Corporate non riaddebitati alle diverse società del Gruppo nel corso del periodo in esame, si attesta a -52 milioni di euro (-33 milioni di euro nel 2021).

Al netto delle partite non ricorrenti (-9 milioni di euro nel 2022, -8 milioni di euro nell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Corporate risulta pari a -43 milioni di euro, in diminuzione di -18 milioni di euro rispetto al 2021.

La variazione negativa di marginalità è riconducibile ai maggiori costi non riaddebitati rispetto all'anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 59 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 111 milioni di euro (negativo per 84 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Gli Investimenti del 2022 sono pari complessivamente a 73 milioni di euro, di cui 47 milioni di euro relativi ad interventi sui sistemi informativi, 14 milioni di euro relativi ad investimenti sui fabbricati e 6 milioni di euro per interventi sui sistemi di telecomunicazioni.

5.1
Sintesi dei
risultati per
settori di attività

5.2
Risultati per
settori di attività

5.3
Business Unit
Generazione
e Trading

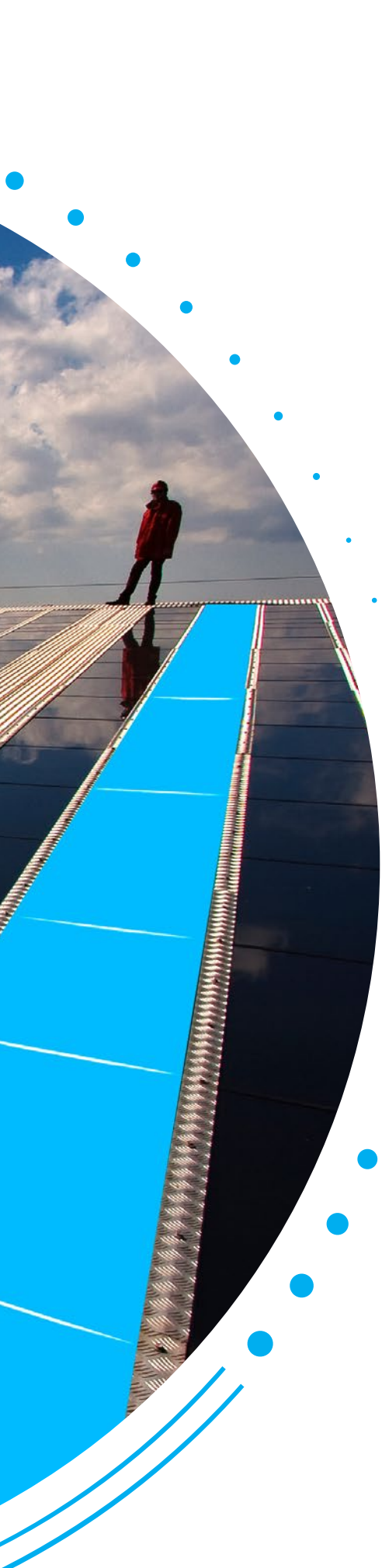
5.4
Business Unit
Mercato

5.5
Business Unit
Ambiente

5.6
Business Unit
Smart
Infrastructures

5.7
Corporate





6

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

Nel corso del 2022 si è assistito, a livello comunitario e nazionale, ad una situazione congiunturale di forte tensione e volatilità sui mercati dell'energia, acuitasi a fine febbraio a seguito del conflitto armato russo-ucraino. Per fronteggiare tale situazione di eccezionale instabilità e al fine di contenere gli impatti dei prezzi sui clienti finali, tutelando in particolare quelli in condizione di disagio, il Governo è intervenuto a più riprese con una serie di iniziative d'urgenza e con uno stanziamento lordo di spesa per l'anno 2022 per misure direttamente finalizzate a ridurre l'impatto dell'aumento dei prezzi di energia elettrica e gas sui clienti finali complessivamente pari a circa 38,7 miliardi di euro.

Legge 30 dicembre 2021, n. 234 (Legge di Bilancio 2022)

Al fine del contenimento del "caro energia" la Legge ha provveduto per il I trimestre 2022 a:

- annullare gli oneri generali di sistema per le utenze domestiche e non domestiche con potenza fino a 16,5 kW e a ridurre le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas;
- derogare a quanto previsto dal DPR 26 ottobre 1972, n. 633, prevedendo l'IVA ridotta al 5% per i consumi di gas metano destinato alla combustione per usi civili e per usi industriali;
- rideterminare le agevolazioni riconosciute ai clienti economicamente svantaggiati e in disagio fisico, introducendo una compensazione integrativa (bonus integrativo – CCI) per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica.

L'art. 1, comma 509, ha disposto che in caso di inadempimento da parte dei clienti domestici per le fatture emesse dal 1° gennaio al 30 aprile 2022, i venditori e gli esercenti della maggior tutela siano tenuti ad offrire una rateizzazione delle bollette per un periodo di 10 mesi. La Delibera ARERA 636/2021/R/com ha definito le regole attuative, prevedendo che i venditori siano tenuti a darne evidenza ai clienti attraverso la lettera di sollecito o di messa in mora.

DL 27 gennaio 2022, n. 4, convertito in Legge 28 marzo 2022, n. 25 (DL Sostegni ter)

A sostegno delle imprese si è provveduto a:

- estendere le disposizioni della Legge di Bilancio 2022 per quanto concerne l'annullamento degli oneri generali di sistema, prevedendo che a partire dal 1° gennaio 2022 anche per tutte le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, sia disposta la riduzione delle aliquote, affidando ad ARERA il compito di rendere operativa tale disposizione con effetto retroattivo;
- riconoscere alle imprese a forte consumo di energia elettrica (di cui al DM MISE 21 dicembre 2017), i cui costi per kWh della componente energia elettrica hanno subito un incremento superiore al 30% rispetto allo stesso periodo del 2019, un contributo straordinario a compensazione parziale dei maggiori oneri sostenuti, sotto forma di credito di imposta, del 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel I trimestre 2022.

Con l'art. 15 bis è stato previsto un primo intervento di prelievo dei cosiddetti presunti "extra-profitti", introducendo un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia elettrica immessa da alcune tipologie di impianti

rinnovabili (fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW ammessi a beneficiare di premi fissi, non dipendenti dai prezzi di mercato, derivanti dal meccanismo del Conto Energia e impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idrica, geotermica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010, inclusi gli impianti in ritiro dedicato e scambio sul posto). Il meccanismo stabilisce la regolazione economica con il GSE delle differenze, nel periodo 1° febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, tra un prezzo di riferimento definito dallo stesso DL per zona di mercato e, per gli impianti idroelettrici a bacino, il prezzo medio zonale mensile, per i restanti impianti, il prezzo zonale orario. La norma prevede l'esclusione dell'energia oggetto di contratti di fornitura conclusi prima del 27 gennaio 2022, a condizione che non siano collegati all'andamento dei mercati spot e che non siano stati stipulati ad un prezzo medio superiore del 10% rispetto al valore di riferimento ("valore soglia"). La Delibera ARERA 266/2022/R/eel ha stabilito le modalità di attuazione del meccanismo prevedendo, in particolare: i) la determinazione della quota di energia immessa afferente ai contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022, confrontando l'energia totale effettivamente immessa da tutti gli impianti afferenti al/i contratto/i sull'orizzonte temporale di riferimento e i volumi totali contrattuali del medesimo periodo; ii) la comunicazione, accompagnata da attestazione rilasciata da società di revisione, di un prezzo medio unico per i contratti (tale prezzo viene considerato nella regolazione economica se il contratto è collegato al mercato spot o il prezzo è superiore al valore soglia); iii) l'identificazione della data di entrata in esercizio per gli impianti soggetti a rifacimenti con la data di attivazione della connessione successiva all'intervento; iv) l'esclusione dal meccanismo della quota di energia idroelettrica oggetto di cessioni gratuite alle Regioni. Gli operatori interessati avrebbero dovuto inviare al GSE entro il 10 agosto le informazioni necessarie, termine che per i soggetti verticalmente integrati è stato prorogato al 20 settembre per effetto dell'art. 11 del DL Aiuti bis il quale ha chiarito che, ai fini dell'applicazione della norma, nel caso di gruppi societari rilevano i contratti con i clienti finali o società esterne al gruppo e non i contratti infragruppo. La regolazione economica è avvenuta a partire da ottobre per i mesi febbraio-agosto ed era prevista proseguire entro la fine del secondo mese successivo a quello a cui la produzione è riferita per gli ulteriori mesi del periodo di riferimento; tuttavia, per effetto della Sentenza TAR Lombardia N. 02675 del 1° dicembre di annullamento della Delibera ARERA 266/2022/R/eel, il GSE ha sospeso la fatturazione. L'impatto complessivo della misura per il Gruppo A2A, al netto degli effetti della citata sentenza le cui motivazioni non sono ancora note, è pari a circa 6,3 milioni di euro.

DL 25 febbraio 2022, n. 14, convertito in Legge 5 aprile 2022, n. 28 (DL Ucraina)

In relazione al settore termoelettrico, il decreto ha stabilito la possibilità di attuare un programma per la massimizzazione dell'utilizzo degli impianti alimentati a carbone e a olio combustibile, dando ad ARERA il compito di stabilire i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dagli operatori. Ai sensi del successivo Atto di indirizzo del Ministro della Transizione Ecologica 1° settembre 2022, Terna ha pubblicato l'elenco degli impianti interessati dalla misura (tra cui l'impianto a olio combustibile di San Filippo del Mela e l'impianto a carbone di Monfalcone di A2A Energiefuture S.p.A.) e ARERA ha stabilito, con Delibera 430/2022/R/eel, i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e la remunerazione degli impianti interessati. La misura ha attualmente efficacia dal 19 settembre 2022 al 31 marzo 2023.

Inoltre con il decreto, al fine di sostenere maggiormente i clienti domestici colpiti dall'incremento dei costi energetici, è stato ampliato il perimetro dei percettori del bonus sociale innalzando la soglia ISEE a 12.000 euro (prima fissata a 8.265 euro) per il periodo aprile-dicembre 2022 e ha prorogato, dal 30 aprile al 30 giugno 2022, le disposizioni previste dalla Legge di Bilancio 2022 in merito all'obbligo per i venditori di concedere la rateizzazione delle bollette ai clienti domestici.

DL 1° marzo 2022, n. 17, convertito in Legge 27 aprile 2022, n. 34 (DL Energia)

Sono stati confermati anche per il II trimestre 2022:

- l'annullamento, per il settore dell'energia elettrica, degli oneri generali di sistema per tutte le utenze domestiche e non domestiche e parimenti sono state ridotte le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas, oltre che l'estensione dell'IVA ridotta al 5% per le fatture che contabilizzano consumi di gas destinato ad usi civili e industriali;
- la rideterminazione delle agevolazioni riconosciute ai clienti economicamente svantaggiati e in disagio fisico attraverso la conferma dell'introduzione del bonus integrativo (CCI) per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica;
- alle imprese energivore, i cui costi per kWh della componente energia elettrica hanno subito un incremento superiore al 30% rispetto allo stesso periodo del 2019, il contributo straordinario a compensazione parziale dei maggiori oneri sostenuti, sotto forma di credito di imposta, del 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel I trimestre 2022.

L'art. 18 bis ha modificato la legge istitutiva di ARERA, introducendo il principio che la fissazione e l'aggiornamento della tariffa avvengono non solo in relazione all'andamento del mercato ma anche in base al reale costo di approvvigionamento della materia prima.

In relazione agli impianti a fonte rinnovabile, il DL ha introdotto:

- all'art. 16 bis un meccanismo, a partecipazione volontaria, che prevede la vendita da parte del GSE, ad un prezzo pari a 210 €/MWh, dell'energia elettrica rinnovabile ritirata tramite la sottoscrizione di contratti alle differenze a due vie di durata almeno triennale. Il DM MiTE 16 settembre 2022 (Decreto Electricity Release) ha disciplinato le modalità di cessione dell'energia (circa 16 TWh il contingente relativo al 2023), prevedendone l'allocazione a clienti finali rientranti in determinate categorie (clienti finali industriali, PMI, clienti finali localizzati in Sicilia e Sardegna e che partecipano al servizio di intersemplicità e riduzione istantanea insulare, clienti finali energivori, clienti finali energivori localizzati in Sicilia e Sardegna e clienti finali in forma aggregata). La procedura di assegnazione si è svolta sulla bacheca PPA del GME e l'aggiudicazione è avvenuta in base al quantitativo offerto (che aveva come limite massimo il 3% del contingente e, comunque, il 30% del consumo medio degli ultimi 3 anni e come limite minimo 1 GWh/anno) con la previsione del pro-quota in caso di eccesso di offerta secondo criteri di priorità. L'aggregato costituito da A2A Calore e Servizi S.r.l., Unareti S.p.A., Retragas S.r.l. e LD Reti S.r.l. si è aggiudicato circa 32 GWh/anno, a fronte di una richiesta di circa 40 GWh/anno. Con riferimento al Gruppo Acinque, Lereti S.p.A. è risultata aggiudicataria di circa 4,5 GWh/anno (richiesti 10,8 GWh/anno) mentre Acinque Tecnologie S.p.A. di 1,6 GWh/anno (richiesti 3,8 GWh/anno);
- in relazione permitting, il DL ha esteso la definizione di area idonea de facto (nelle more dell'individuazione da parte delle Regioni) ai nuovi impianti fotovoltaici realizzati, anche in area agricola, ad una distanza massima di 500 metri da aree industriali e di 300 metri dalla rete autostradale (c.d. solar belt), oltre a liberalizzare la realizzazione di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici. Ulteriori interventi hanno riguardato la definizione delle procedure autorizzative nelle aree idonee e la semplificazione degli interventi di repowering fotovoltaico.

Con riferimento agli stoccaggi gas, il DL ha fissato, a partire dall'anno di stoccaggio 2022-2023, un obiettivo di riempimento del 90% e ha previsto che il servizio di modulazione ai clienti finali (civili e non civili con consumi non superiori a 50.000 metri cubi annui) venga assicurato prioritariamente attraverso l'utilizzo dello stoccaggio.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

L'articolo 12bis amplia il novero delle matrici di sottoprodotti agricoli e agroindustriali utilizzabili negli impianti per la produzione di biometano in aggiunta a quelli elencati all'Allegato IX del DM febbraio 2016 (es. sottoprodotti della prima lavorazione di cereali, frutta, ortaggi, ecc.).

DL 21 marzo 2022, n. 21, convertito in Legge 20 maggio 2022, n. 51 (DL Taglia Prezzi)

A sostegno delle imprese si è provveduto a introdurre:

- un contributo straordinario a favore:
 - delle imprese dotate di contatori con potenza pari o superiore a 16,5 kW, diverse da quelle a forte consumo di energia elettrica, sotto forma di credito di imposta pari al 12% della spesa sostenuta per l'acquisto della componente energetica, effettivamente utilizzata nel II trimestre 2022, qualora il prezzo abbia subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% del prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019;
 - delle imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale a parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas sotto forma di credito d'imposta pari al 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas consumato nel II trimestre 2022, per usi diversi da quelli termoelettrici, qualora il prezzo di riferimento, calcolato come media, riferita al I trimestre 2022, dei prezzi di riferimento del Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019;
- la possibilità per le imprese di rateizzare gli importi dovuti per i consumi energetici, relativi ai mesi di maggio e giugno 2022, per un numero massimo di rate mensili non superiore a 24 mesi. A sostegno delle specifiche esigenze di liquidità generate dalla concessione di piani di rateizzazione da parte dei fornitori, SACE sarà tenuta a rilasciare proprie garanzie in favore di banche, istituzioni finanziarie nazionali e internazionali e di altri soggetti abilitati all'esercizio del credito in Italia, entro un limite massimo di 9 miliardi di euro.

Con l'art. 37 è stata introdotta una seconda misura di prelievo dei cosiddetti presunti "extra-profitti" prevedendo un contributo straordinario del 10% (aumentato dal successivo DL Aiuti al 25%) a carico dei soggetti che esercitano nel territorio italiano, per la successiva vendita dei beni, l'attività di produzione di energia elettrica, produzione di gas metano o estrazione di gas naturale, dei soggetti rivenditori di energia elettrica, di gas metano e di gas naturale e dei soggetti che esercitano l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi. La base imponibile del contributo è costituita dall'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive, riferito al periodo 1° ottobre 2021-31 marzo 2022 (periodo esteso dal DL Aiuti al 30 aprile 2022), rispetto al saldo del corrispondente periodo del 2020-2021. Il contributo è dovuto nei casi in cui il suddetto incremento sia superiore a 5 milioni di euro e non è dovuto se l'incremento è inferiore al 10%. Il contributo non è deducibile ai fini delle imposte sui redditi e dell'imposta regionale sulle attività produttive. Le società sottoposte al contributo hanno promosso istanza di rimborso verso l'Agenzia delle Entrate. La Legge di Bilancio 2023, ai commi 120 e 121, ha

successivamente previsto di circoscrivere l'applicazione della misura alle società il cui volume di affari nel 2021 sia derivato almeno per il 75% dalle attività precedentemente elencate e di escludere dalla determinazione dei totali delle operazioni attive e passive le operazioni di cessione e di acquisto di azioni, obbligazioni o altri titoli non rappresentativi di merci e quote sociali che intercorrono tra i soggetti sottoposti alla misura, nonché le operazioni attive non soggette a IVA per carenza del presupposto territoriale se e nella misura in cui gli acquisti ad esse afferenti siano territorialmente non rilevanti ai fini dell'IVA. Qualora, per effetto delle innovazioni previste, l'importo già versato risulti superiore a quello dovuto, il maggiore importo potrà essere utilizzato a decorrere dal 31 marzo 2023 in compensazione dei versamenti unitari delle imposte, dei contributi dovuti all'INPS e delle altre somme a favore dello Stato, delle regioni e degli enti previdenziali. Per il Gruppo l'impatto complessivo della misura ammonta a 41 milioni di euro.

DL 30 aprile 2022, n. 36, convertito in Legge 29 giugno 2022, n. 79 (DL PNRR2)

In relazione alla produzione di idrogeno da fonti rinnovabili, viene prevista l'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema per il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi anche nel caso in cui l'energia venga prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi. Il DM MiTE 21 settembre 2022 ha declinato i requisiti e le condizioni per l'accesso all'esenzione dalle componenti variabili degli oneri generali di sistema, definendo l'idrogeno verde quello che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂ di emissioni. La Delibera ARERA 557/2022/R/eel ha stabilito le modalità operative ma l'applicazione della misura è sospesa fino alla verifica positiva di compatibilità con la disciplina UE in materia di Aiuti di Stato.

DL 17 maggio 2022, n. 50, convertito in Legge 15 luglio, n. 91 (DL Aiuti)

Anche per il III trimestre sono stati confermati: (i) il bonus integrativo (CCI) per la fornitura di gas ed energia elettrica a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati (soglia ISEE maggiore rispetto alla situazione pre-crisi) e in disagio fisico e (ii) l'annullamento, per il settore elettrico, degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche e non domestiche e parimenti sono state ridotte le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore gas, oltre che l'estensione dell'IVA ridotta al 5% per consumi di gas naturale destinato ad usi civili e industriali.

In relazione alle agevolazioni sotto forma di credito d'imposta si è provveduto ad aumentare la percentuale riconosciuta alle imprese (dal 20% al 25% per le imprese elettriche e gas a forte consumo e dal 12% al 15% per le imprese elettriche non a forte consumo ma con potenza superiore a 16,5 kW).

Per quanto concerne lo stoccaggio gas, al fine di sopperire alle esigenze di liquidità riconducibili al contesto di mercato, il DL ha previsto che le garanzie SACE si applicano anche agli operatori di mercato. Inoltre, viene stabilito che il GSE eroghi un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto, nei limiti di un controvalore di 4 miliardi di euro, di gas con successiva vendita

entro il 31 dicembre 2022, termine prorogato al 31 marzo 2023 dal DL Aiuti quater. Questo servizio di riempimento di ultima istanza è disciplinato dal DM MiTE 20 luglio 2022.

Con riferimento al permitting per gli impianti da fonti rinnovabili, il DL ha stabilito come aree idonee de facto (nelle more dell'individuazione da parte delle Regioni) all'installazione di tutti gli impianti a fonti rinnovabili le aree non soggette a vincolo ai sensi del D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, prevedendo una distanza minima da rispettare dalle aree oggetto di tutela dei beni culturali di 7 km per impianti eolici e 1 km per quelli fotovoltaici.

DL 9 agosto 2022, n. 115, convertito in Legge 21 settembre 2022, n. 142 (DL Aiuti bis)

Anche per il IV trimestre sono stati confermati:

- (i) il bonus integrativo (CCI) per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati (soglia ISEE maggiore rispetto alla situazione pre-crisi) e in disagio fisico e (ii) l'annullamento, per il settore elettrico, degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche e non domestiche e parimenti sono state ridotte le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore gas, oltre che l'estensione dell'IVA ridotta al 5% per consumi di gas naturale destinato ad usi civili e industriali;
- l'agevolazione sotto forma di credito d'imposta calcolata, qualora ricorrano determinate condizioni di incremento di prezzo, sulla spesa per l'energia sia per le imprese energivore e gasivore (25%) che per quelle diverse da queste e, con riferimento all'energia elettrica, dotate di contatori di potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW (15%).

L'art. 3 ha invece provveduto a sospendere fino al 30 aprile 2023 (termine esteso al 30 giugno 2023 dal c.d. DL Milleproroghe) l'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che consenta all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo ancorché sia contrattualmente riconosciuto il diritto di recesso alla controparte. Conseguentemente è stata disposta anche l'inefficacia dei preavvisi comunicati per le suddette finalità prima del 10 agosto 2022 (data di entrata in vigore del DL), salvo che le modifiche contrattuali si siano già perfezionate. Successivamente l'art 11, comma 8, del DL Milleproroghe è stato chiarito che la fattispecie dell'aggiornamento delle condizioni economiche contrattuali alla scadenza è esclusa dall'ambito di applicazione della disposizione.

Il DL ha inoltre definito, per il settore del gas naturale, il nuovo perimetro dei clienti vulnerabili che comprende, oltre ai soggetti in condizioni economicamente

svantaggiate, con disabilità, titolari di utenze sulle isole minori non interconnesse o in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi, anche i soggetti di età superiore ai 75 anni. Per tali soggetti l'Autorità dovrà definire particolari condizioni economiche e contrattuali di fornitura.

Con l'art. 11, in relazione all'art. 15 bis del DL Sostegni ter, oltre a specificare l'applicazione del meccanismo in relazione ai contratti conclusi da società di gruppi verticalmente integrati, ne ha previsto l'estensione al 30 giugno 2023, stabilendo che con riferimento all'anno 2023 rilevano i contratti a termine conclusi entro il 5 agosto 2022.

DL 23 settembre 2022, n. 144, convertito in Legge 17 novembre 2022, n. 175 (DL Aiuti ter)

È confermata per i mesi di ottobre e novembre l'agevolazione sotto forma di credito d'imposta calcolata, qualora ricorrano determinate condizioni di incremento di prezzo, sulla spesa per l'energia sia per le imprese energivore e gasivore (portata al 40%) che per quelle diverse da queste e, con riferimento all'energia elettrica, dotate di contatori di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW (30% EE e 40% Gas).

Sono state inoltre introdotte previsioni finalizzate a supportare le esigenze di liquidità delle imprese per far fronte al pagamento delle fatture per consumi energetici emesse nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2022 consistenti, in particolare, nella prestazione gratuita di garanzie da parte di SACE dei finanziamenti concessi, a determinate condizioni di costo e ammontare, dai soggetti abilitati all'esercizio del credito alle imprese.

DL 18 novembre 2022, n. 176 (DL Aiuti quater)

In riferimento agli interventi a tutela dei clienti:

- è stata confermata anche per il mese di dicembre 2022 l'agevolazione sotto forma di credito d'imposta calcolata, qualora ricorrano determinate condizioni di incremento di prezzo, sulla spesa per l'energia sia per le imprese energivore e gasivore (40%) che per quelle diverse da queste e, con riferimento all'energia elettrica, dotate di contatori di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW (30% EE e 40% Gas);
- è stata introdotta la possibilità, per i clienti finali, di richiedere la rateizzazione degli importi relativi alla componente materia prima (sia energia elettrica che gas naturale) per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023 limitatamente alla parte eccedente il valore di riferimento medio calcolato con riferimento al 2021. Il fornitore è obbligato ad

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

accogliere l'eventuale richiesta del proprio cliente finale e presentare una proposta di rateizzazione qualora il richiedente abbia ottenuto la garanzia assicurativa dei crediti derivanti dalla rateizzazione. Per rafforzare ulteriormente il supporto alle imprese, SACE è autorizzata a prestare garanzie per il 90% degli indennizzi generati dall'eventuale inadempimento del richiedente la garanzia e sulle eventuali obbligazioni da ciò derivanti è posta la garanzia Statale. Gli esercenti la vendita di energia elettrica e gas naturale, inoltre, possono chiedere finanziamenti bancari assistiti da garanzia pubblica per far fronte alle esigenze di liquidità connesse con le rateizzazioni concesse, ma quest'ultima è concessa qualora siano verificate alcune condizioni, tra cui in particolare la mancata distribuzione di dividendi.

È prorogato il termine per la conclusione del servizio di tutela per i clienti domestici gas dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024, in coerenza con quanto già previsto per la fine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici elettrici.

Sono state inoltre introdotte misure volte ad incrementare la produzione di gas naturale, tra cui la c.d. "gas release" con la previsione di stipula da parte del GSE di contratti per differenze di lungo termine (10 anni) con i soggetti titolari di concessioni di coltivazione di idrocarburi ad un prezzo che garantisca la copertura dei costi totali effettivi, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, nonché un'equa remunerazione e, comunque, entro un cap di 100 €/MWh e un floor di 50 €/MWh.

Legge 29 dicembre 2022, n. 197 (Legge di Bilancio 2023)

Sono stati confermati per il I trimestre 2023:

- l'agevolazione sotto forma di credito d'imposta calcolata, qualora ricorrano determinate condizioni di incremento di prezzo, sulla spesa per l'energia sia per le imprese energivore e gasivore (aumentata dal 40% al 45%) che per quelle diverse da quest'ultime e, con riferimento all'energia elettrica, dotate di contatori di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW (aumentata dal 30% al 35% EE e dal 40% al 45% Gas);
- l'annullamento, per il settore dell'energia elettrica, degli oneri generali di sistema per tutte le utenze domestiche e non domestiche, in bassa tensione, con potenza disponibile fino a 16,5 kW mentre restano escluse le utenze in media e alta tensione, nonché quelle in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW. Sono stati, inoltre, trasferiti alla fiscalità generale gli oneri generali relativi al decommissioning del nucleare;
- l'azzeramento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas e la previsione della valorizzazione negativa della componente UG2. Inoltre, viene confermata anche l'aliquota IVA ridotta al 5% per le fatture che contabilizzano consumi di gas naturale destinato ad usi civili e industriali; rispetto al passato tale aliquota è applicabile anche alle forniture di servizi di teleriscaldamento;
- il potenziamento del bonus per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati e in disagio fisico, il cui perimetro di applicazione è stato ampliato ai nuclei familiari con ISEE pari a 15.000 euro (soglia precedente 12.000 euro).

L'art. 1, commi 30-38, in attuazione del Regolamento UE 2022/1854, ha previsto, a decorrere dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, l'applicazione di un tetto ai ricavi di mercato ottenuti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non rientranti nell'ambito di applicazione dell'articolo 15-bis del DL Sostegni ter e da ulteriori impianti alimentati da fonti non rinnovabili (tra cui i TMV). Si tratta di un meccanismo di compensazione ad una via dove il cap è pari a 180 €/MWh (per le fonti con costi superiori a quanto verrà stabilito da ARERA) mentre il valore di confronto è pari:

- alla media mensile del prezzo zonale orario di mercato ponderata per il profilo del singolo impianto nel caso di impianti non programmabili;
- alla media aritmetica mensile del prezzo zonale orario di mercato nel caso di impianti programmabili;
- al prezzo indicato nei contratti stipulati entro il 1° gennaio 2023 qualora superiore al prezzo di riferimento o indicizzato al prezzo spot.

Sono esclusi dall'applicazione del tetto, tra gli altri, gli impianti con potenza fino a 20 kW, gli impianti interessati dai provvedimenti di massimizzazione dei combustibili diversi dal gas, l'energia oggetto di contratti di fornitura conclusi prima del 1° dicembre 2022 a condizione che non siano collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia e che, comunque, non siano stipulati a un prezzo medio superiore al tetto, l'energia oggetto di ritiro del GSE ai sensi dell'art. 16 bis del DL Energia, l'energia oggetto di meccanismi di incentivazione a due vie, tariffa omnicomprensiva e oggetto di condivisione nelle comunità energetiche e di autoconsumo di energia rinnovabile. È confermata l'applicazione della norma in relazione ai contratti conclusi da società appartenenti a gruppi verticalmente integrati. ARERA stabilirà le modalità attuative del meccanismo in continuità con quanto stabilito dalla Delibera 266/2022/R/eel. L'impatto della misura sul mese di dicembre 2022 è stato pari a circa 2 milioni di euro.

L'art. 1, commi 115-119, in attuazione del Regolamento UE 2022/1854, ha infine introdotto un nuovo contributo di solidarietà sottoforma di aliquota pari al 50% sull'ammontare della quota del reddito complessivo determinato ai fini dell'imposta sul reddito delle società relativo al periodo di imposta 2022, che eccede per almeno il 10% la media dei redditi complessivi determinati ai sensi dell'imposta sul reddito conseguiti nel periodo 2018-2021 (per un ammontare comunque non superiore al 25% del valore del patrimonio netto alla data di chiusura dell'esercizio 2021). Il contributo è a carico dei soggetti che esercitano nel territorio dello Stato, per la successiva vendita dei beni, l'attività di produzione di energia elettrica, dei soggetti che esercitano l'attività di produzione di gas metano o di estrazione di gas naturale, dei soggetti rivenditori di energia elettrica, di gas metano e di gas naturale e dei soggetti che esercitano l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi. Il contributo è dovuto, altresì, dai soggetti che, per la successiva rivendita, importano a titolo definitivo energia elettrica, gas naturale o gas metano o prodotti petroliferi o che introducono nel territorio dello Stato detti beni provenienti da altri Stati dell'Unione Europea. Il contributo, dovuto se almeno il 75% dei ricavi del periodo d'imposta 2022 sono da ricondurre alle attività sopra elencate, è versato entro il 30 giugno 2023 e non è deducibile. La stima di impatto per il Gruppo A2A è pari a circa 117 milioni di euro.

6.1

Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: avvio capacity market dal 2022

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 ha previsto una misura transitoria di remunerazione della disponibilità di capacità finalizzata a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (capacity payment in vigore nel periodo 2004-2021) e una di regime basata su un meccanismo di mercato (capacity market).

I criteri puntuali di definizione di tale mercato sono stati declinati dalla Delibera ARERA ARG/elt 98/11 e da Terna S.p.A. tramite la "Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica", i relativi Allegati e le "Disposizioni Tecniche di Funzionamento": trattasi tecnicamente di un contratto per le differenze ad una via sottoscritto con Terna S.p.A. ed aggiudicato a seguito di un'asta in cui i produttori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo di offrire tutta la capacità impegnata su MGP e la capacità non accettata in esito ai mercati dell'energia su MSD, restituendo a Terna S.p.A. la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo strike (in €/MWh).

In relazione alle aste per gli anni di consegna 2022 e 2023, il meccanismo è stato approvato con DM MiSE 28 giugno 2019, dopo l'avallo della Commissione UE. Nel corso di queste aste A2A S.p.A. si è aggiudicata tutta la capacità offerta, ovvero circa 5 GW/anno per circa 340 milioni di euro di premio totale (valore lordo al netto di possibili penali per indisponibilità). Circa 0,12 GW per il 2022 e circa 0,24 GW per il 2023 sono relativi a nuova capacità. Il prezzo di aggiudicazione in entrambe le aste è stato pari a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MW/anno per 15 anni per la capacità nuova (i.e. entrambe le aggiudicazioni sono state al cap).

Alcuni operatori e l'Associazione Italia Solare hanno presentato ricorso per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e dei connessi atti di ARERA e di Terna S.p.A., proponendo ricorso anche presso la Corte di Giustizia UE. Il Tribunale UE ha respinto il ricorso con sentenza depositata il 7 settembre 2022; l'udienza di merito del TAR, rinviata in attesa della decisione del Tribunale UE, dovrebbe arrivare nel corso del 2023.

Con riferimento alle consegne 2022 e 2023, Terna S.p.A., di concerto con il MiTE, è intervenuta concedendo proroghe ai termini sia per presentare i titoli autorizzativi nel caso di capacità nuova non autorizzata sia per quelli di inizio del periodo di consegna per la capacità nuova. In questo ultimo

caso, anche il termine finale del contratto è stato prorogato per un periodo pari alla proroga concessa per l'inizio del periodo di consegna. Le nuove scadenze sono state fissate come di seguito:

- presentazione dei titoli autorizzativi per la capacità nuova non autorizzata: entro il 31 dicembre 2020 (per la consegna 2022) ed entro il 31 ottobre 2021 (per la consegna 2023);
- inizio della consegna per la capacità nuova (a condizione di richiesta motivata): 1° luglio 2022 (per la consegna 2022) e 1° luglio 2023 (per la consegna 2023).

A2A S.p.A. ha conseguito i titoli autorizzativi per tutta la capacità nuova non autorizzata aggiudicata:

- consegna 2022: ripotenziamenti degli impianti a ciclo combinato di Cassano e Chivasso. Per l'anno di consegna 2022, l'avvio contrattuale degli impegni relativi alla capacità nuova dei ripotenziamenti è stato prorogato al 1° luglio 2022 a seguito di richiesta motivata a Terna S.p.A.;
- consegna 2023: ripotenziamenti degli impianti a ciclo combinato di Piacenza e Sermide e per i motori di Cassano. Per l'anno di consegna 2023, l'avvio contrattuale degli impegni relativi alla capacità nuova è stato prorogato al 1° luglio 2023 a seguito di richiesta motivata a Terna S.p.A. in relazione ai soli motori di Cassano.

Il DM MiTE 28 ottobre 2021 ha approvato il meccanismo del capacity market con riferimento agli anni 2024 e 2025. Rispetto alla disciplina vigente, le modifiche più significative hanno riguardato: la possibilità di presentare offerte in relazione alle unità nuove non rilevanti, l'introduzione di maggiori dettagli per la partecipazione degli accumuli, la possibilità per gli aggiudicatari di capacità nuova non autorizzata di ottenere i titoli autorizzativi fino a 6 mesi prima della data di consegna, la possibilità per la capacità nuova o in ripotenziamento di prorogare l'avvio del periodo di consegna fino al mese di dicembre del primo anno di consegna, con corrispondente posticipo del termine finale del contratto (e applicazione di una penale per ogni mese di ritardo) nonché la facoltà di cedere integralmente il contratto previo consenso di Terna S.p.A..

Inoltre, sempre in relazione agli anni di consegna 2024 e 2025, con riferimento ai parametri economici, la Delibera ARERA 399/2021/R/eeel ha previsto:

- un cap al premio pari a 70.000 €/MW/anno per la capacità nuova (in riduzione rispetto a 75.000

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

€/MW/anno previsti per le consegne 2022-2023) e 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (valore confermato e coincidente con quello previsto per la capacità estera);

- ai fini del calcolo dello strike price, pari al costo variabile di un turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale (con rendimento definito da ARERA), l'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas è stato inizialmente confermato per ciascun mese utilizzando le quotazioni forward rilevate presso l'hub TTF nel mese precedente. È stato, inoltre, confermato il meccanismo di mitigazione del rischio prezzo in caso di dichiarazione dello stato di emergenza gas da parte del MiTE. Tuttavia, a partire dal 5 marzo, a causa dell'estrema volatilità delle quotazioni del gas che ha determinato un disallineamento rilevante e sistematico tra il prezzo a pronti e il prezzo a termine, rendendo così lo strike price poco rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, la Delibera ARERA 83/2022/R/eel ha fissato la valorizzazione della componente a copertura del costo del gas naturale pari al SAP (media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso l'MGAS).

In data 21 febbraio 2022 si è celebrata l'asta per la consegna 2024 dove A2A S.p.A. si è aggiudicata circa 5,4 GW totali di capacità, di cui 1,3 GW di nuova realizzazione (cicli combinati, impianti fotovoltaici, accumuli elettrochimici), per circa 199 milioni di euro di premio totale:

- 4.096 MW di CDP¹ esistente (prezzo di aggiudicazione 33.000 €/MW/anno);
- 20 MW di CDP nuova autorizzata (prezzo di aggiudicazione 70.000 €/MW/anno);
- 1.311 MW di CDP nuova non autorizzata (prezzo di aggiudicazione 48.110 €/MW/anno).

Sono al momento in corso gli iter autorizzativi per la realizzazione dei nuovi cicli combinati di Cassano e Monfalcone.

Con riferimento agli anni successivi, l'ulteriore ricorso al sistema di remunerazione della capacità produttiva verrà stabilito in base alle valutazioni di adeguatezza per i tre anni consecutivi.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

L'impianto di San Filippo del Mela di proprietà di A2A Energiefuture S.p.A. è stato ricompreso nell'elenco degli impianti essenziali di Terna S.p.A. anche per il 2022 e la Delibera ARERA 269/2020/R/eel lo ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi (gruppi 2, 5 e 6).

La Delibera ARERA 563/2021/R/eel ha accolto la richiesta della società di prevedere, a partire dal 2022, una percentuale pari al 2,5% in entrambi i versi ai fini del calcolo della componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento (in deroga ai precedenti valori di 1,3% per gli sbilanciamenti positivi e di 1,4% per gli sbilanciamenti negativi).

La Delibera ARERA 667/2022/R/eel ha disposto la liquidazione di 16 milioni di euro a titolo di primo acconto 2022 del corrispettivo mentre con la Delibera ARERA 661/2022/R/eel la

società ha versato a Terna S.p.A. l'importo di 4,2 milioni di euro a titolo di secondo acconto 2021.

Anche per il 2023 l'impianto di San Filippo del Mela è stato confermato nell'elenco degli impianti essenziali e la Delibera ARERA 741/2022/R/eel lo ha ammesso (nella medesima configurazione impiantistica degli anni precedenti) al reintegro dei costi. Infine, a partire dal 19 settembre 2022 e fino al 31 marzo 2023 l'impianto è sottoposto al regime di massimizzazione della produzione non gas ai sensi del combinato disposto dell'articolo 5bis del DL Ucraina e dell'atto di indirizzo del Ministro della Transizione Ecologica 1° settembre 2022.

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

La fornitura di energia reattiva è necessaria nell'area di Brindisi non solo per mantenere la stabilità della tensione, compromessa per la presenza di fonti rinnovabili intermittenti, ma anche per ridurre i costi di dispacciamento. La Delibera 675/2018/R/eel ha approvato il Regolamento e lo Schema di Contratto proposti da Terna S.p.A. per l'approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi.

A valle dell'asta, svoltasi il 20 febbraio 2019, A2A Energiefuture S.p.A. è risultata assegnataria di una fornitura di 10 anni per 286 MVar di energia reattiva ad un prezzo medio ponderato di 28.098 €/MVar/anno. Il contratto prevede la fornitura di regolazione continua ed automatica di tensione, senza

immissione di energia attiva, per un valore non inferiore alla potenza contrattualizzata (al netto delle manutenzioni programmate e dei periodi di indisponibilità accidentale oggetto di franchigie). La remunerazione è composta da una parte fissa (a copertura dell'investimento e pari al prodotto tra la capacità impegnata ed il prezzo offerto) e da una variabile (a copertura dei costi correlati al prelievo dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento del dispositivo).

La competenza relativa al 2022 è pari a circa 17,6 milioni di euro.

¹ CDP: Capacità Disponibile in Probabilità.

Stoccaggio gas: misure per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti

Alla luce della situazione di instabilità geopolitica originatasi a seguito del conflitto russo-ucraino e per garantire la fornitura di gas naturale nel corso dell'AT 2022-2023, il MiTE, insieme ad ARERA, è intervenuto tramite ripetuti provvedimenti al fine di garantire il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento del 90% degli stoccaggi, in linea con quanto previsto dal DL Energia. In assenza di misure di stimolo, l'iniezione di gas in stoccaggio non sarebbe risultata attrattiva a causa degli spread non favorevoli tra fase di iniezione ed erogazione. Inoltre, il conferimento di capacità è disincentivato a causa degli elevati oneri finanziari per l'immobilizzazione di gas in stoccaggio. Al fine di superare le criticità esposte, MiTE ed ARERA hanno emanato i seguenti provvedimenti:

- il DM MiTE 14 marzo 2022, in aggiunta alla consueta indicazione dei profili erogativi da parte delle imprese di stoccaggio, ha:
 - previsto che i prezzi di riserva stabiliti da ARERA per ciascun'asta e servizio potessero essere fissati nell'intorno dello zero;
 - stabilito che le giacenze di gas negli stoccaggi al 31 marzo 2022 fossero assegnate ai rispettivi titolari;
 - consentito profili tecnici di iniezione che prevedessero pressioni dinamiche in pozzo anche superiori alla pressione statica originaria di giacimento per periodi di tempo prolungati (nei limiti di sicurezza);
- a tale DM ha fatto seguito la Delibera ARERA 110/2022/R/gas che ha previsto prezzi di riserva nulli per tutte le procedure di conferimento delle capacità per i servizi di stoccaggio di modulazione e la mancata applicazione di costi legati ai consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento. La stessa Delibera ha previsto che, in caso di mancato rispetto della giacenza minima al termine di ottobre 2022, fosse applicata una penale pari a 1,15 €/MWh e che, in relazione alle giacenze di gas al 1° aprile, fosse applicato un corrispettivo nullo;
- alla luce degli esigui conferimenti in esito alle aste di stoccaggio tenutesi nel mese di marzo, il DM MiTE 1° aprile 2022 ha:
 - stabilito lo svolgimento di aste con cadenza settimanale (nel periodo 1° aprile 2022 – 31 ottobre 2022) per l'allocazione di prodotti con iniezione mensile con prezzo di riserva nullo, accoppiati a contratti per le differenze a due vie per la copertura dello spread di prezzi tra iniezione - erogazione;
 - previsto che le imprese di stoccaggio consentissero l'iniezione di volumi di gas superiori alle capacità di spazio conferite tramite l'allocazione implicita del relativo spazio ed erogazione invernale;
 - stabilito che Snam Rete Gas S.p.A. si approvvigionasse di capacità di stoccaggio (servizio uniforme con iniezione in aprile) per la copertura dei volumi di gas per il funzionamento del sistema (GNC, consumi, perdite e delta IN-OUT dei DSO) per il periodo novembre 2022 – marzo 2023 e la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio;
- conseguentemente la Delibera 165/2022/R/gas ha introdotto il riconoscimento di un premio (cd. "premio giacenza") pari a 5 €/MWh (in prima applicazione) per i volumi in giacenza al termine della fase di iniezione e derivanti dal conferimento di prodotti stagionali/mensili nonché dal conferimento implicito di spazio per le iniezioni di aprile superiori ai prodotti aggiudicati. Il premio viene riconosciuto da Snam Rete Gas S.p.A. agli utenti dello stoccaggio a fine periodo di iniezione. La stessa Delibera ha previsto l'approvvigionamento dei volumi di gas per il funzionamento del sistema e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio nel comparto di mercato AGS ad un prezzo pari al prezzo medio delle transazioni registrate, nel giorno di offerta, nel mercato a contrattazione continua per il giorno di consegna, aumentato di 30 €/MWh (in acquisto) per il gas per il funzionamento di sistema e di 7 €/MWh per i consumi tecnici e diminuito di 30 €/MWh o posto pari a zero (se la differenza è negativa) in vendita;
- la Delibera 189/2022/R/gas ha definito lo schema di contratto per le differenze a due vie a copertura dello spread iniezione-erogazione e precisato che il premio in giacenza si applica oltre che per i prodotti stagionali anche per i prodotti mensili e le allocazioni implicite con iniezione a maggio;
- considerato l'andamento dell'iniezione in stoccaggio e il conseguente rischio di non raggiungere l'obiettivo di riempimento del 90%, con i DM MiTE del 22 giugno e del 20 luglio 2022, è stato affidato, rispettivamente, al responsabile del bilanciamento ed al GSE il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza";
- la Delibera 274/2022/R/gas ha definito l'approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei volumi identificati dal MiTE nel comparto AGS ad un prezzo pari al prezzo medio delle transazioni registrate, nel giorno di offerta, nel mercato a contrattazione continua per il giorno di consegna, aumentato di 7 €/MWh. ARERA riconosce un premio giacenza, variabile in funzione dello spread summer/winter per le allocazioni implicite dal 24 giugno 2022 fino a fine anno termico;

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

- la Delibera 614/2022/R/gas ha definito le modalità con cui il GSE e Snam Rete Gas S.p.A. allocano sul mercato prodotti a pronti relativamente al gas immesso in stoccaggio nell'ambito del servizio di ultima istanza, a seguito all'atto di Indirizzo MASE del 16 novembre 2022 che ha stabilito che i quantitativi di gas approvvigionati mediante lo stoccaggio di ultima istanza siano resi disponibili in prevalenza (quota $\geq 60\%$ dei volumi complessivi) attraverso la vendita di prodotti a termine e per la restante parte tramite prodotti a pronti. Questi ultimi vengono venduti da Snam Rete Gas S.p.A., anche per conto del GSE, nel comparto AGS del mercato del giorno prima e del mercato infragiornaliero ad un prezzo di vendita posto pari al maggiore fra: i) il prezzo del gas con consegna al PSV nel semestre estivo 2023, diminuito di 10 €/MWh; ii) il prezzo del gas con consegna al PSV espresso, al momento dell'offerta, dai mercati a negoziazione continua relativamente al giorno di consegna, diminuito di 7 €/MWh; iii) il prezzo del gas con consegna al TTF espresso, al momento dell'offerta, dai mercati a negoziazione continua relativamente al giorno di consegna. I prodotti a termine sono stati allocati tramite procedure già concluse dal GSE – che ha messo in vendita lo scorso 30 novembre 1,3 miliardi di Smc degli 1,6 miliardi di Smc approvvigionati, allocando circa 450 milioni di Smc

– e da Snam Rete Gas S.p.A. che ha messo in vendita lo scorso 22 dicembre 816 milioni di Smc degli 1,3 miliardi di Smc approvvigionati, allocando la totalità dei quantitativi. In entrambe le procedure i quantitativi sono stati offerti a premio rispetto al prezzo di riferimento PSV day ahead.

Alla luce del quadro normativo e regolatorio delineato, A2A S.p.A.:

- ha provveduto al conferimento di capacità di stoccaggio – prodotto stagionale ed allocazione implicita con riconoscimento del premio in relazione al gas in giacenza a fine periodo di iniezione per un ammontare pari a 21 milioni di euro – in linea con i quantitativi approvvigionati negli anni precedenti e con l'obiettivo di garantire il servizio di modulazione ai clienti civili e non civili di A2A Energia S.p.A.;
- si è aggiudicata 6 lotti da circa 20 milioni di Smc in relazione a ciascuna procedura di allocazione a termine del gas in stoccaggio nell'ambito del servizio di ultima istanza sia del GSE sia di Snam Rete Gas S.p.A. (in quest'ultimo caso è stata esercitata l'opzione di erogazione del gas relativo ad un lotto nell'AT 2023-2024).

Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili: recepimento della Direttiva UE RED II

Con l'approvazione del D.Lgs. n. 199 del 2021, che recepisce la Direttiva UE 2018/2001 (c.d. RED II), l'Italia ha ridefinito il quadro dei regimi incentivanti per la produzione di energia da fonte rinnovabile necessari per raggiungere i target di decarbonizzazione al 2030. Questo nuovo provvedimento modifica il precedente impianto normativo relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili (D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28) e prevede che al 2030 almeno il 30% dei consumi finali lordi sia alimentato da fonti rinnovabili, delineando le caratteristiche dei nuovi meccanismi di supporto.

In particolare, per quanto attiene la produzione di energia elettrica, il nuovo D.Lgs. prevede:

- nelle more della definizione dei nuovi incentivi, l'estensione dell'attuale meccanismo (DM FER 2019) fino ad esaurimento dei contingenti non assegnati. Al riguardo, il GSE ha provveduto a bandire l'ottava, la nona e una decima procedura d'asta (chiusa ad ottobre 2022);
- per gli impianti vicini alla competitività economica (fotovoltaico ed eolico in primis) è atteso un nuovo DM di incentivazione, caratterizzato da un orizzonte di programmazione quinquennale. Gli impianti di potenza superiore a 1 MW continueranno ad accedere agli incentivi tramite procedure competitive (aste), con contingentati suddivisi per aree geografiche e premialità per l'utilizzo di sistemi di accumulo,

mentre quelli di taglia inferiore accederanno direttamente al meccanismo di supporto (abolizione dei registri);

- al fine di agevolare le procedure autorizzative, è atteso un apposito DM MASE (previsto inizialmente per metà 2022) che individui i criteri per la definizione delle aree idonee (e non idonee) all'installazione di impianti a fonti rinnovabili: le Regioni avranno 180 giorni dalla data di pubblicazione del DM per procedere all'individuazione di queste aree in misura tale da raggiungere almeno i target di installato previsti dal PNIEC al 2030. Nelle aree idonee, il parere paesaggistico non sarà vincolante ai fini dell'ottenimento dei titoli autorizzativi e i termini per l'ottenimento dell'autorizzazione saranno ridotti di un terzo.

Al 31 dicembre 2022 gli incentivi erogati dal GSE agli impianti alimentati da fonti rinnovabili del Gruppo A2A sono stati pari a 52,3 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE milioni di euro

Feed in tariff	12,3
TO e RID	9,7
Conto Energia (FV)	30,3
Totale	52,3

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'art. 11-quater della Legge n. 12/2019 ha in parte modificato la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti con potenza nominale maggiore a 3 MW). Le nuove norme prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici

individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016. Ai sensi dell'art.7 della Legge 5 agosto 2022, n. 118 (c.d. Legge Annuale per il Mercato e la Concorrenza 2021), l'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle

Leggi Regionali e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2023.

Le Regioni possono anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione e per le concessioni scadute esercite in regime di prosecuzione temporanea è imposto il pagamento di un canone aggiuntivo.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma prescrive:

- per le opere c.d. “bagnate”: il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni, salvo l’indennizzo dei soli investimenti non ancora ammortizzati;
- per le opere c.d. “asciutte”: il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata. In caso di mancato inserimento nel progetto del concessionario entrante, per i beni mobili è prevista la rimozione e lo smaltimento a carico del proponente, mentre quelli immobili restano di proprietà degli aventi diritto.

In data 8 aprile 2020 la Lombardia ha emanato la Legge Regionale n. 5/2020 (modificata con Legge Regionale n. 19/2021) che disciplina le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e ne determina il relativo canone demaniale.

Il nuovo canone demaniale ha una parte fissa correlata alla potenza di concessione ed una parte variabile come percentuale dei ricavi di vendita

dell’energia immessa in rete dall’impianto, al netto dell’energia fornita gratuitamente alla Regione.

La Legge di Regione Lombardia n. 23/2019 ha imposto ai concessionari, a partire dal 2020, l’obbligo di fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica (220 kWh per ogni kW di potenza di concessione), prevedendo la possibilità di monetizzazione. Per le concessioni in regime di cd. prosecuzione temporanea è previsto un canone aggiuntivo annuo determinato in via ricognitoria in 20 euro/kW.

Le concessioni di grande derivazione di A2A S.p.A. in Valtellina (per una potenza nominale di concessione pari a circa 200 MW) sono per la maggior parte scadute² ed esercite in regime di “prosecuzione temporanea”, da ultimo ai sensi della D.g.r. del 28 dicembre 2022, n. XI/7717, di Regione Lombardia. È scaduta al 31 dicembre 2010 anche la concessione di Resio di Linea Green S.p.A. per la quale è stata sancita la prosecuzione temporanea per effetto della D.g.r. sopra citata.

Le altre concessioni idroelettriche di A2A S.p.A. (impianti di Mese, Udine e della Calabria per una potenza nominale complessiva pari a circa 345 MW) hanno scadenza al 2029. Si aggiungono, inoltre, le grandi derivazioni non ancora scadute di Linea Green S.p.A. (Mazzuno e Darfo) nonché la concessione di Gravedona di Acinque S.p.A. (ex ACSM-AGAM S.p.A.) con scadenza al 2029.

Acquisizione del controllo esclusivo delle società 3New & Partners S.r.l. e 4New S.r.l.

In data 16 marzo 2022, A2A S.p.A. ha notificato all’AGCM, ai sensi dell’articolo 16, comma 1, della Legge n. 287/90, un’operazione di concentrazione avente ad oggetto l’acquisizione del controllo esclusivo delle società 3New & Partners S.r.l. (e, indirettamente, delle sue controllate, alcune in senso esclusivo, altre congiunto) e 4New S.r.l. (e, indirettamente, delle sue controllate), entrambe operanti nel settore delle energie rinnovabili in qualità di produttori e sviluppatori di impianti eolici e fotovoltaici per una potenza complessiva di 353 MW, localizzati prevalentemente in Italia e in parte in Spagna.

Con Provvedimento n. 30103 del 5 aprile 2022, l’AGCM ha ritenuto di non avviare l’istruttoria ai sensi dell’articolo 16, comma 4, della Legge n. 287/90, posto che l’operazione notificata non comporta la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante nei mercati interessati (della produzione e approvvigionamento all’ingrosso di energia elettrica e della produzione e commercializzazione dei certificati d’origine) tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza.

L’operazione si è perfezionata in data 7 giugno 2022.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

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

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

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 (Legge Concorrenza 2017), reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, commi 59-85, introduce rilevanti disposizioni inerenti al mercato energetico, prevedendo, tra le altre cose, la fine dei regimi di tutela di prezzo dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese elettriche e dal 1° gennaio 2023 per le microimprese elettriche³, secondo modalità e criteri definiti dal MiTE volti a garantire un passaggio consapevole nel mercato libero.

Per quanto concerne i servizi di tutela per i clienti domestici, a seguito di alcuni interventi legislativi⁴, il termine è stato posticipato al 10 gennaio 2024, fermo restando l'introduzione dell'obbligo per i venditori di offrire ai clienti cosiddetti vulnerabili e in povertà energetica un prezzo che rifletta il costo dell'energia e del gas sui mercati all'ingrosso e definito da ARERA con successivi provvedimenti.

La Delibera 491/2020/R/eel ha definito il Servizio a Tutele Graduali (STG) attivo con decorrenza 1° gennaio 2021 nei confronti delle piccole imprese elettriche prive di un fornitore sul mercato libero⁵. Per il periodo 1° gennaio-30 giugno 2021 (regime provvisorio) il STG è stato erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela a condizioni economiche e contrattuali pressoché invariate mentre, a partire dal 1° luglio 2021 (regime definitivo) e per un periodo di 3 anni, il STG è

erogato da operatori selezionati tramite asta organizzata da Acquirente Unico S.p.A. nell'ambito della quale A2A Energia S.p.A. si è aggiudicata 3 lotti (Lazio; Lombardia con esclusione di Milano; Veneto, Liguria e Trentino-Alto Adige), per un totale di circa 80.000 POD e circa 1,8 TWh/anno di consumo.

In analogia con quanto stabilito per le piccole imprese, la Delibera ARERA 208/2022/R/eel ha definito le regole per l'assegnazione del STG delle microimprese elettriche con potenza fino a 15 kW prive di un fornitore sul mercato libero (circa 2 milioni di POD per circa 5 TWh/annui di consumi), prevedendo che il servizio sia fornito per 4 anni. Il termine per l'attivazione del servizio fissato al 1° gennaio 2023 è stato successivamente posticipato al 1° aprile 2023⁶ dalla Delibera 586/2022/R/eel in quanto, a seguito di un attacco hacker ai sistemi informatici di Acquirente Unico S.p.A. nel mese di settembre, l'organizzazione delle procedure concorsuali ha subito notevoli ritardi. Nel corso delle aggiudicazioni, a cui hanno potuto partecipare solo gli operatori⁷ che al 31 dicembre 2021 avevano servito almeno 100.000 POD/PdR, sono stati assegnati 12 lotti di clienti in base al minor prezzo offerto, espresso in €/POD/anno, a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA. A2A Energia S.p.A. si è aggiudicata il tetto massimo delle aree aggiudicabili (n. 4 lotti), pari al 35% dei volumi totali, ossia circa 500.000 POD per circa 1,2 TWh/anno di consumo:

N. Lotto	Province/Regioni	Prezzo di aggiudicazione c€/POD
Lotto 3	Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	1.500,00
Lotto 8	Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, Comune di Roma	2.500,00
Lotto 10	Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune	10.500,00
Lotto 12	Sicilia	5.300,00

Alla scadenza del periodo di erogazione del STG i clienti che ancora non avranno scelto un'offerta sul mercato libero continueranno ad essere forniti da A2A Energia S.p.A. con l'applicazione dell'offerta più conveniente, come stabilito dal DM MiTE 31 agosto 2022, n. 325. Le condizioni contrattuali applicate, come per il STG delle piccole imprese, sono quelle previste per le Offerte PLACET mentre le condizioni economiche, definite da ARERA, prevedono l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" a carico dei clienti e determinato come ponderazione dei prezzi offerti dagli operatori in sede d'asta nelle diverse aree.

In attuazione di quanto previsto dalla Legge Concorrenza in data 2 novembre 2022 è stato pubblicato il DM MiTE 25 agosto 2022, n. 164 che istituisce l'Elenco venditori nel settore elettrico e che definisce le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti dall'Elenco. In via transitoria è stato stabilito che le imprese iscritte in qualità di controparti commerciali di clienti finali nel Sistema Informativo Integrato (SII) siano automaticamente accreditate nell'Elenco, salvo poi la necessità di formalizzare l'iscrizione presentando apposita autodichiarazione di possesso dei requisiti tecnici e

³ In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

⁴ Il DL 6 novembre 2021, n.152 (DL Recovery) ha posticipato la fine della maggior tutela elettrica al 10 gennaio 2024 e successivamente anche per i clienti domestici gas il DL Aiuti Quater ha previsto il medesimo termine.

⁵ Il perimetro di questo primo lotto ha riguardato circa 230.000 soggetti tra piccole imprese (numero dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro) titolari di punti di prelievo in BT e microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW che al 31 dicembre 2020 non avevano ancora scelto una fornitura nel mercato libero.

⁶ Fino al 1° aprile 2023 le imprese continueranno ad essere rifornite dai medesimi esercenti della maggior tutela.

⁷ Un solo operatore per gruppo societario.

di onorabilità entro 90 giorni dall'adozione da parte del MiTE del decreto direttoriale contenente i modelli

per la presentazione della domanda di iscrizione e l'indicazione dei documenti richiesti.

Interventi sulle condizioni economiche della tutela gas e della maggior tutela elettrica

L'Autorità, al fine di contenere l'aumento delle bollette per i clienti ancora riforniti nei servizi di tutela, è intervenuta con:

- la Delibera 374/2022/R/gas che rivede dal 1° ottobre 2022 la metodologia di calcolo della componente gas (Cmem) per la cui determinazione non sono più utilizzate le quotazioni a termine del mercato all'ingrosso (TTF) ma la media mensile del prezzo PSV day ahead rilevato da ICIS Heren. Tale intervento ha permesso una riduzione sulla bolletta in quanto il prezzo medio nel IV trimestre 2022 con

la nuova metodologia di calcolo è risultato inferiore di circa il 25%;

- la Delibera 463/2022/R/eel che, in sede di aggiornamento tariffario del IV trimestre 2022, ha rimandato il recupero del differenziale tra i costi sostenuti da Acquirente Unico S.p.A. per l'acquisto dell'energia elettrica e i ricavi conseguiti a seguito dell'applicazione delle tariffe generatosi nel III trimestre 2022 al fine di contenere gli incrementi sulle bollette.

Prescrizione dei consumi di energia elettrica e gas naturale risalenti a più di due anni

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas con riferimento ai consumi risalenti a più di due anni, con impatti rilevanti nei rapporti tra clienti e venditori, tra distributori e venditori e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera. L'entrata in vigore di tale previsione è stata differenziata: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas.

La Legge prevedeva inizialmente che la prescrizione biennale non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile, tuttavia il comma 295 dell'articolo 1 della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fattispecie, prevedendo il riconoscimento della prescrizione anche nei casi di accertata responsabilità del cliente, e introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera, in particolar modo a quelli preposti all'attività di misura, pur in assenza di un accertamento specifico di colpe o inefficienze del loro operato⁸.

A partire dal 2018 ARERA è intervenuta con numerosi provvedimenti al fine di attuare il disposto legislativo (in particolare le Delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com che entrano in vigore dal 2022). Da

un lato, in ottemperanza alle Sentenze 14 giugno 2021, n. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia, ha modificato la Delibera 569/2018/R/com, e, dall'altro lato, ha definito le modalità di compensazione delle partite di settlement derivanti dalle eccezioni di prescrizione biennale sollevate dal cliente finale e dal venditore, dando alla CSEA il ruolo di soggetto compensatore nei confronti del venditore e, con specifico riferimento al settore elettrico, promuovendo la qualità del servizio di misura dei distributori, attraverso una loro maggiore responsabilizzazione, al fine di ridurre le rettifiche messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni.

La Delibera 603/2021/R/com è stata successivamente impugnata da Italgas Reti S.p.A. e da 2i Rete Gas S.p.A. che hanno contestato l'introduzione di specifici obblighi a carico dei distributori, che prevedono l'invio ai venditori di tutte le informazioni necessarie, anche con prove documentate, volte ad accertare la presenza di cause ostative all'accoglimento della prescrizione. Il TAR Lombardia in accoglimento dei ricorsi presentati, in data 2 gennaio 2023, ha provveduto ad annullare parzialmente le Delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com in quanto ha ritenuto che ARERA non avesse il potere per modificare la disciplina generale della prescrizione ed i correlati meccanismi probatori.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

⁸ Al riguardo vale la pena citare la chiusura a gennaio 2021 dei procedimenti istruttori avviati da AGCM nei confronti di alcune società di vendita con l'irrogazione di una sanzione complessiva di 12,5 milioni di euro. L'Antitrust ha, infatti, accertato l'ingiustificato rigetto delle istanze di prescrizione biennale presentate dagli utenti, a causa della tardiva fatturazione dei consumi di luce e gas, in assenza di elementi idonei a dimostrare che il ritardo fosse dovuto alla responsabilità dei consumatori.

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

Per l'anno 2022, come previsto dalle Delibere 401/2021/R/gas e 402/2021/R/eel, l'aggiornamento delle componenti RCV e PCV (a copertura dei costi di commercializzazione dell'energia elettrica, rispettivamente, sulla maggior tutela e sul mercato libero) e QVD (a copertura dei costi di commercializzazione del gas al dettaglio) è stato posticipato al II trimestre, a seguito della necessità di ARERA di effettuare approfondimenti legati all'evoluzione dell'assetto dei mercati retail nonché di allineare le

modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati. I nuovi valori hanno validità per il periodo 1° aprile 2022 - 31 marzo 2023 (ex Delibere 146/2020/R/eel e 147/2020/R/gas).

Rispetto ai valori precedentemente pubblicati l'intervento ha visto un sostanziale incremento delle componenti per effetto del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022.

PCV €/POD/anno	2021	1° GENNAIO 2022 31 MARZO 2022	1° APRILE 2022 31 MARZO 2023
	Unico nazionale	Unico nazionale	Unico nazionale
POD domestici	65,44	65,44	69,88
POD usi diversi	124,71	124,71	113,09

€/POD/anno	2021	1° GENNAIO 2022 31 MARZO 2022	1° APRILE 2022 31 MARZO 2023			
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
RCV						
POD domestici	24,42	26,67	24,42	26,67	30,14	34,06
POD usi diversi	47,42	65,83	47,42	65,83	48,74	71,40
RCVsm*						
POD domestici	41,19	42,66	41,19	42,66	44,73	48,31
POD usi diversi	72,00	107,73	72,00	107,73	69,72	129,29
RCVi						
POD domestici	19,54	21,34	19,54	21,34	24,11	27,25
POD usi diversi	37,93	52,67	37,93	52,67	38,99	57,12

(*) Imprese societariamente separate minori (≤ 10 MIO POD).

QVD €/PDR/anno	2021	1° GENNAIO 2022 31 MARZO 2022	1° APRILE 2022 31 MARZO 2023			
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	62,74	0,7946	62,74	0,7946	67,32	0,7946
PDR condominio uso domestico <200.000	82,39	0,7946	82,39	0,7946	88,41	0,7946

L'impatto stimato per il Gruppo A2A è pari a circa 4,8 milioni di euro.

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela

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

- a maggio 2022 A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, finalizzato a riconoscere l'ulteriore costo fisso connesso ad un tasso di uscita dei clienti verso

il mercato libero maggiore rispetto a quanto implicitamente riconosciuto nell'ambito della definizione della componente RCV, per un importo pari a circa 220.000 euro, che è stato liquidato nel 2° semestre del 2022 (PUC 2021);

- ad aprile 2022 A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla

morosità eccedenti l'unpaid ratio già considerato all'interno della componente RCV (COMP 2021), per un importo pari a circa 490.000 euro, che è stato liquidato nel 2° semestre del 2022;

- ad agosto 2022 A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo incentivante per una maggiore diffusione della bolletta in formato dematerializzato, finalizzato a riconoscere i costi sostenuti per il riconoscimento dello sconto in bolletta ai clienti che attivano congiuntamente

una modalità di addebito automatico e l'invio dematerializzato delle bollette. Il meccanismo è stato rivisto con la Delibera 477/2021/R/com e nella prima sessione di riconoscimento (2022) è stata ammessa la possibilità per gli esercenti di presentare istanza retroattiva e richiedere le compensazioni con riferimento anche agli anni intercorrenti dal 2016 al 2021. CSEA ha riconosciuto e liquidato ad A2A Energia S.p.A. un importo pari a 2,5 milioni di euro.

Interventi nel settore dell'energia elettrica in materia di load profiling/settlement

Nel corso del 2022 l'Autorità è intervenuta più volte sul meccanismo di settlement delle partite di energia elettrica tra i vari utenti del dispacciamento, ivi compreso Acquirente Unico S.p.A. (che oggi sul mercato retail agisce come utente del dispacciamento residuale per i clienti forniti nel servizio di maggior tutela). In particolare, le linee di intervento possono essere così differenziate:

- interventi volti a superare le inadeguatezze del previgente meccanismo di settlement rispetto all'aumento di POD dotati di misuratore orario ai fini del settlement causato dall'avanzamento dei Piani di Messa in Servizio di Sistemi di Smart Metering 2G (PMS2) predisposti dalle imprese di distribuzione: in questo ambito rientrano le disposizioni contenute nella Delibera 570/2021/R/eel che prevedeva, a partire dal 2022, una maggior frequenza (da annuale a quadrimestrale) di aggiornamento, nonché un affinamento della modalità di calcolo, dei parametri rappresentativi della quota percentuale di Prelievo Residuo d'Area (PRA) attribuibile a ciascun POD non trattato orario (CRPP e CRPU) ed utilizzati per il processo di settlement. Tali misure sono state affinate con la Delibera 698/2022/R/eel che, con decorrenza settembre 2023, ha previsto un ulteriore aumento della frequenza di calcolo dei parametri precedentemente citati (da quadrimestrale a mensile) e la modifica delle disposizioni in materia di passaggio al trattamento orario dei misuratori 2G che decorrerà dal secondo mese dall'installazione

(o terzo, se questa avviene dopo il giorno 15 del mese) e non più dopo dodici mesi;

- interventi volti a far fronte alle partite finanziarie sorte nel corso del primo semestre 2022 nell'ambito del processo di settlement a causa del combinato disposto del quadro regolatorio applicabile per tale periodo in materia di load profiling (cfr. punto precedente) e del notevole aumento dei prezzi dell'energia sui mercati all'ingrosso: gli Utenti del Dispacciamento per clienti finali serviti nel mercato libero avevano accumulato un notevole debito, mentre l'Acquirente Unico S.p.A. (in qualità di utente del dispacciamento per i clienti finali serviti nella maggior tutela) e, tramite tale soggetto, gli esercenti la maggior tutela avevano accumulato un corrispondente credito. La Delibera ARERA 473/2022/R/eel ha, pertanto, stabilito di eseguire a dicembre 2022 una sessione straordinaria di conguaglio delle partite di load profiling (che altrimenti sarebbero state regolate a luglio 2023), temperando le esigenze degli utenti del dispacciamento diversi da Acquirente Unico S.p.A. e prevedendo che tali soggetti potessero chiedere a Terna S.p.A. (in qualità di soggetto deputato a gestire, anche finanziariamente, il meccanismo di settlement) la dilazione dei versamenti a proprio carico dal 31 dicembre 2022 al 24 gennaio 2023. A2A Energia S.p.A. ha aderito a tale possibilità chiedendo la dilazione del versamento di circa 55 milioni di euro.

Meccanismo di compensazione degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali

La Delibera 32/2021/R/eel ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli Oneri Generali di Sistema (OGS) non riscossi dai clienti finali inadempienti ma comunque già versati ai distributori da parte delle imprese di vendita. Il meccanismo si applicherà fino all'adozione di specifici interventi, anche di carattere legislativo, finalizzati ad una diversa gestione della catena di riscossione degli OGS e del sistema di garanzie ivi correlato. Vi possono partecipare gli utenti del trasporto, anche

per conto delle proprie controparti commerciali, scegliendo annualmente tra:

- un regime ordinario: nel quale sono riconosciuti gli OGS non riscossi per i quali le fatture siano scadute da più di 12 mesi e si siano attivate le opportune procedure di tutela del credito e gli OGS rinunciati a seguito di accordi transattivi, di cessione o di ristrutturazione del credito;
- un regime semplificato: con il quale è riconosciuta solo una quota dell'importo relativo agli OGS

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

non riscossi, importo ottenuto utilizzando delle stime; tale quota è pari al 75% della stima degli OGS Non Riscossi Dichiarati (ovvero l'importo stimato) effettuata rispetto ai valori

riscontrabili nella situazione contabile della società indicata nelle comunicazioni obbligatorie previste dall'unbundling (TIUC) e nei bilanci di esercizio approvati.

Provvedimenti prescrittivi e sanzionatori per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (i.e. sbilanciamenti)

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Una corretta programmazione è auspicabile perché consente una più efficace gestione in sicurezza del sistema e favorisce la riduzione dei costi. Per tali ragioni, la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diverse modifiche da parte dell'Autorità al fine di allineare la regolazione alla necessità di un'efficiente configurazione di mercato, spingendo gli operatori ad effettuare previsioni di produzione e consumo sempre migliori ed evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati⁹.

Nel 2016 ARERA, considerato il significativo incremento dei costi di dispacciamento, ha avviato un'indagine conoscitiva da cui sono derivati numerosi provvedimenti prescrittivi, di regolazione asimmetrica e sanzionatori nei confronti di alcuni operatori per le loro strategie di programmazione "non diligenti". Tali procedimenti non sono ancora conclusi per i numerosi contenziosi generati.

Per quanto riguarda il Gruppo A2A, l'adozione dei provvedimenti prescrittivi ha riguardato:

- Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.): il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 3,9 milioni di euro;
- Enercity S.r.l. (poi Suncity Energy S.r.l. e ora A2A S.p.A.): il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 737 mila euro;
- Gelsia S.r.l.: il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 8 mila euro.

Le stesse società sono state interessate anche da procedimenti sanzionatori per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera ARERA 111/06 («programmazione diligente»). In particolare:

- a Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) è stata irrogata una sanzione amministrativa pecuniaria di circa 1,5 milioni di euro (Delibera 164/2018/S/eel);
- per Enercity S.r.l. (poi Suncity Energy S.r.l. e ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l. i procedimenti (avviati rispettivamente con Determine DSAI/81/2017/eel e DSAI/86/2017/eel) si sono conclusi con archiviazione da parte di ARERA rispettivamente con Delibere 650/2022/S/eel e 537/2022/S/eel, alla luce della evoluzione giurisprudenziale di annullamento dei provvedimenti di procedimenti simili per tardività nella conclusione di questi ultimi.

Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ha proposto ricorso sia nei confronti del provvedimento prescrittivo che di quello sanzionatorio. Enercity S.r.l. (poi Suncity Energy S.r.l. e ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l. hanno, altresì, proposto ricorso verso il prescrittivo.

A2A Energia S.p.A., Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l. hanno liquidato nel 2019 gli importi del provvedimento prescrittivo a Terna S.p.A. ed A2A Energia S.p.A. anche gli importi della sanzione ad ARERA.

Tra il 2020 e il 2021 il Consiglio di Stato - per A2A Energia S.p.A. e Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) - e il TAR Lombardia - per Gelsia S.r.l. - hanno accolto i rispettivi ricorsi avverso i provvedimenti prescrittivi e Terna S.p.A. ha provveduto a compensare i relativi importi.

Alla luce del potere di riesame dell'Autorità, le Delibere 217/2021/E/eel e 419/2021/E/eel, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, hanno avviato nuovi procedimenti finalizzati a rivedere, o, eventualmente, a confermare i suddetti provvedimenti prescrittivi. Il supplemento di istruttoria si è concluso in relazione ad A2A Energia S.p.A. con la Delibera 503/2022/E/eel e la società ha liquidato a Terna S.p.A. l'importo di circa 3,3 milioni di € nel mese di novembre 2022. Con riferimento a Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l. il termine del procedimento è stato fissato dalla Delibera 249/2022/E/eel al 30 giugno 2023. In virtù del riesame dei procedimenti prescrittivi le società hanno provveduto a mantenere o effettuare i necessari accantonamenti a bilancio.

Il provvedimento sanzionatorio verso A2A Energia S.p.A. è stato inizialmente annullato da parte del Consiglio di Stato e sono stati liquidati alla società i relativi importi (in due soluzioni: 450 mila euro a dicembre 2021 e 1,06 milioni di euro a maggio 2022). Successivamente, sulla base della possibilità di riesercizio del potere sanzionatorio dell'Autorità previsto dal Consiglio di Stato, il procedimento è stato riavviato dalla Delibera 8/2022/S/eel e il provvedimento è stato rimesso con Delibera 6/2023/S/eel per un importo pari a 1,36 milioni di euro (già oggetto di accantonamento). L'importo è stato liquidato dalla società a febbraio 2023.

⁹ ARERA è intervenuta con la Delibera 523/2021/R/eel che implementa la riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo. Tra le principali innovazioni vi è l'estensione, a partire dal 1° aprile 2022, del meccanismo di prezzo singolo per la valorizzazione degli sbilanciamenti di tutte le unità, senza distinzioni in base alle caratteristiche, e l'introduzione di ulteriori corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per le unità abilitate.

Nuovo corrispettivo in bolletta a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della disponibilità di capacità produttiva da parte di Terna S.p.A.

La Delibera 365/2019/R/eel ha introdotto un nuovo corrispettivo da riscuotere tramite la bolletta elettrica volto a coprire i costi legati al funzionamento del capacity market. A partire dal 1° gennaio 2022 il nuovo corrispettivo viene applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo ed è suddiviso in due corrispettivi unitari: il primo da applicarsi nelle ore di picco del sistema elettrico e il secondo da applicarsi nelle restanti ore diverse da quelle di picco. I corrispettivi sono dimensionati, rispettivamente, per coprire il 70% e il 30% degli oneri netti derivanti dal meccanismo.

Tali valori sono stabiliti, insieme all'indicazione delle ore di picco e fuori picco, da Terna S.p.A. e in sede di prima definizione sono stati fissati per le ore di picco pari a 39,799 €/MWh (aggiornamento annuale) e per le ore di fuori picco (aggiornamento trimestrale) pari a 1,296 €/MWh per il I trimestre 2022, 1,305 €/MWh per il II trimestre 2022, a 1,886 €/MWh per il III trimestre 2022 e a 0,496 €/MWh per il IV trimestre 2022. La Delibera 566/2021/R/eel ha, inoltre, definito le modalità di trasferimento del corrispettivo ai

clienti finali, stabilendo che per i clienti del mercato libero, nel rispetto del principio di contrattazione tra le parti del prezzo, i venditori possano definire autonomamente le modalità di applicazione. Per quanto concerne, invece, i servizi di ultima istanza e le offerte PLACET, ARERA ha previsto che per i clienti:

- nel servizio di maggior tutela: il corrispettivo sia incluso nell'elemento PD (prezzo di dispacciamento) che compone la tariffa;
- nel STG: sia applicato un corrispettivo monorario pubblicato da ARERA prima dell'inizio di ogni trimestre e per ciascun mese del trimestre. Tale corrispettivo sarà incluso nel corrispettivo Cdis (corrispettivo di dispacciamento) che forma il prezzo applicato ai clienti;
- nel servizio di salvaguardia: sia applicato un corrispettivo monorario, differenziato per ciascun mese di applicazione, definito da Terna S.p.A. con cadenza trimestrale;
- con offerte PLACET: sia applicato il corrispettivo monorario definito per i clienti serviti nel STG.

Aggiudicazione servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022 e per il biennio 2023-2024

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

A2A Energia S.p.A. è stata selezionata, tramite procedura concorsuale pubblica, per il periodo 1° gennaio 2021 – 31 dicembre 2022, come fornitore di energia elettrica del servizio di salvaguardia nel lotto 2 (Lombardia) e nel lotto 4 (Marche, Toscana e Sardegna), per circa 650 GWh.

I prezzi applicati sono stabiliti in base alle disposizioni dell'Autorità e alle modalità di calcolo fissate dal MiSE ed includono i costi dell'energia elettrica all'ingrosso, il dispacciamento e i costi di commercializzazione. In particolare, A2A Energia

S.p.A. applica all'energia fornita e alle relative perdite di rete un corrispettivo pari alla media mensile dei prezzi di acquisto sul mercato del GME, differenziato per fasce orarie e maggiorato del parametro omega (Ω) pari a 10,17 €/MWh per il lotto 2 e pari a 13,57 €/MWh per il lotto 4.

A novembre A2A Energia S.p.A. ha, inoltre, partecipato alla procedura concorsuale per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2023-2024, aggiudicandosi nuovamente il lotto 2 (Lombardia) e il lotto 4 (Marche, Toscana e Sardegna) ed acquisendo anche il lotto 1 (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige) e il lotto 3 (Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia-Giulia), per circa 33.700 punti e circa 2,15 TWh. Il valore di aggiudicazione, parametro omega (Ω), è stato superiore rispetto alle precedenti procedure: 29,97 €/MWh per il lotto 1, 15,90 €/MWh per il lotto 2, 24,97 €/MWh per il lotto 3 e 21,95 €/MWh per il lotto 4.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Interventi volti ad accrescere la consapevolezza del consumatore

L'Autorità, al fine di supportare il percorso di uscita dei clienti dal regime di tutela verso il mercato libero, nel corso del 2022 ha messo in atto una serie di interventi volti a garantire una maggiore trasparenza dei documenti di fatturazione oltre che nuovi strumenti per aumentare la confrontabilità delle offerte presenti sul mercato. Nello specifico:

- la Delibera 135/2022/R/com ha introdotto il codice offerta standardizzato con l'obiettivo di fornire ai clienti informazioni circa la tipologia di offerta che intendono sottoscrivere. Tale codice dovrà essere riportato nel materiale contrattuale e nei documenti di fatturazione;
- ha rivisto la disciplina della Bolletta 2.0, introducendo con la Delibera 209/2022/R/com l'informazione relativa al consumo annuo, intesa come differenza tra due letture rilevate/ autoletture, che coprono un periodo di 12 mesi consecutivi,

e la stima della spesa sostenuta annua al netto di eventuali partite non afferenti alla fornitura di energia (es. canone RAI, indennizzi ecc.). L'Autorità, in applicazione al D.Lgs. 210/2021, ha inoltre previsto l'inserimento in bolletta di un indirizzo internet predisposto da ARERA attraverso il quale il cliente finale potrà accedere in maniera congiunta agli strumenti di "tutela" messi a disposizione dalla normativa, quali il "Portale Offerte", lo "Sportello per il consumatore Energia e Ambiente" e il "Portale Consumi". La Delibera 637/2022/R/com ha introdotto l'obbligo per i venditori di mettere a disposizione dei clienti in formato dematerializzato gli elementi di dettaglio della bolletta, i quali dovranno essere modificati disaggregando l'esposizione delle componenti degli oneri generali di sistema (ASOS e ARIM). La Delibera ha, inoltre, previsto la sistematizzazione di tutte le comunicazioni dell'Autorità e la creazione nella bolletta di un apposito spazio riservato.

Iniziative del Gruppo A2A a sostegno dei propri clienti per fronteggiare la crisi energetica

Il Gruppo A2A, per contrastare i rincari delle bollette energetiche, ha messo in atto, in collaborazione con le principali Associazioni dei Consumatori, alcune azioni a sostegno dei propri clienti domestici:

- ha ampliato l'ambito applicativo della Delibera 636/2021/R/com, che imponeva ai venditori l'obbligo di rateizzare per un periodo di 10 mesi le fatture scadute di energia elettrica e gas emesse dal 1° gennaio 2022 al 30 aprile 2022, prevedendo la concessione di piani di rateizzazione personalizzati su richiesta del cliente anche in un periodo antecedente la

scadenza della fattura, con l'estensione dell'applicazione ai clienti residenziali del teleriscaldamento;

- ha riconosciuto un bonus in bolletta pari a 435 euro a tantum, per un totale di 260.000 euro, a tutti i clienti ucraini di A2A Energia S.p.A. che ospitano connazionali in fuga dai territori del conflitto russo-ucraino e ne abbiano fatto espressamente richiesta. Per questa iniziativa il Gruppo ha ricevuto il Premio speciale "Amico del Consumatore 2022" che Codacons ha assegnato alle realtà che si sono attivate per fornire aiuto e solidarietà al popolo ucraino.

Chiusura dell'istruttoria da parte di AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. per l'applicazione dei costi del servizio di pagamento online tramite carta di credito (PS 10728)

Con provvedimento del 20 settembre 2017 AGCM ha irrogato ad A2A Energia S.p.A. una sanzione di 220.000 euro per violazione delle disposizioni dell'art. 62 del Codice del Consumo in ragione dell'applicazione di sovrapprezzi per l'utilizzo della carta di credito per il pagamento delle bollette tramite sito internet. La società ha presentato ricorso al TAR Lazio sostenendo che il sovrapprezzo richiesto non era riconducibile all'utilizzo dello strumento di pagamento, bensì alla messa a disposizione di un servizio che porta con sé un oggettivo valore aggiunto (considerato che dal 1° gennaio 2017 la società ha interrotto la funzione di incasso presso gli sportelli fisici).

Inoltre, allo scopo di tutelare le contrapposte esigenze di protezione degli utenti e di creazione di un mercato competitivo,

in cui l'equilibrio economico e finanziario degli operatori sia salvaguardato, l'art. 19 della Direttiva 2011/83/UE (cd. Direttiva Consumer Rights), recepito con la norma di cui all'art. 62 del Codice del Consumo, dispone che gli Stati membri vietino ai professionisti di imporre ai consumatori, in relazione all'uso di determinati strumenti di pagamento, tariffe che superino quelle sostenute dal professionista per l'uso di detti strumenti in ciò legittimando, a nostro avviso, la condotta di A2A Energia S.p.A..

Il Consiglio di Stato ha successivamente accolto un ricorso presentato da Automobile Club d'Italia contro la decisione del TAR Lazio che aveva confermato la validità del provvedimento con cui AGCM aveva sanzionato l'operatore per violazione della citata disposizione del Codice del Consumo.

Richiesta di informazioni da parte dell'AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. circa le modalità di utilizzo dei c.d. "green claim" (PS12263)

In data 7 aprile 2022, è pervenuta da parte di AGCM una richiesta di informazioni ad A2A Energia S.p.A. volta ad appurare che la società non attui pratiche commerciali scorrette in violazione del Codice del Consumo. AGCM chiedeva di attestare la veridicità e sostenibilità di alcuni dei claim utilizzati nella

promozione delle offerte di energia elettrica e gas naturale da parte del venditore (e che figurano, ad esempio, sul sito internet oltre ad essere utilizzati presso altri canali di diffusione), che potrebbero condizionare il comportamento economico del cliente finale, in maniera illecita se fossero omissivi o ingannevoli.

Parte delle informazioni fornite in riscontro - in data 29 aprile 2022 - riguarda il meccanismo delle Garanzie di Origine che per le offerte di energia elettrica 100% Green permette al venditore di attestare l'immissione in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili di una quantità di energia elettrica almeno pari a quella consumata dal cliente finale che sottoscrive l'offerta.

In merito ad altre proposizioni, di portata più generale, è stata fornita attestazione dell'impegno profuso negli anni per il perseguimento degli obiettivi di sostenibilità e riduzione degli impatti ambientali, che integrano i valori del Gruppo, come evidenziato dai Piani Industriali, richiamando i risultati conseguiti anche con rimando alle informazioni pubblicate sui bilanci integrati di sostenibilità.

Richiesta di informazioni e successivo avvio di procedimento istruttorio (con contestuale adozione di provvedimento cautelare) con ulteriore richiesta di informazioni da parte dell'AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. circa le modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'art. 3 del DL Aiuti bis (PS12470)

In data 18 ottobre 2022, è pervenuta da parte di AGCM una prima richiesta di informazioni ad A2A Energia S.p.A. volta ad appurare se la società abbia attuato condotte non conformi alle disposizioni di cui all'art. 3 del DL Aiuti bis, convertito in Legge 21 settembre 2022, n.142, recante "Sospensione delle modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale", che potrebbero integrare pratiche commerciali scorrette in violazione del Codice del Consumo.

La richiesta si inquadra nell'ambito di 4 procedimenti istruttori avviati nei confronti di Iren Mercato S.p.A., Dolomiti Energia S.p.A., Iberdrola Clienti Italia S.r.l. ed E.ON Energia S.p.A. alle quali viene contestata la violazione dell'art. 3 del DL Aiuti bis, a seguito di numerose segnalazioni da parte dei consumatori. Oltre ad A2A Energia S.p.A. la richiesta di informazioni è stata inviata ad altre 24 società fornitrici attive sul mercato libero.

In data 7 novembre 2022, la società ha risposto alla richiesta dell'Autorità evidenziando di aver sempre mantenuto fede agli impegni contrattuali assunti con i propri clienti, non avvalendosi delle facoltà previste dalle disposizioni normative per i casi di eccessiva onerosità/impossibilità sopravvenuta, né attivando le clausole che avrebbero consentito la variazione unilaterale delle condizioni economiche pattuite. A2A Energia S.p.A. ha chiarito che tale strategia commerciale è stata perpetrata pur nel drammatico contesto che il mercato sta vivendo e che il divieto di cui all'art. 3 non ha conseguentemente comportato alcun impatto sull'impegno a proseguire nella propria attività di offerta di servizi, circoscrivendo il novero delle azioni al solo fisiologico rinnovo delle condizioni economiche applicate, alla scadenza del loro periodo di validità, conformemente ai contratti sottoscritti coi clienti finali.

A seguito di quanto emerso dalla risposta alla richiesta di informazioni precedentemente inviata all'AGCM (PS12455) e dalle ordinanze del TAR Lazio sui ricorsi cautelari di Iren Mercato S.p.A. e di Dolomiti Energia S.p.A. (le quali hanno confermato i provvedimenti cautelari AGCM a loro diretti), l'Autorità, in data 13 dicembre:

1. ha avviato un procedimento istruttorio (PS12470), con contestuale adozione di misure cautelari, nei confronti di A2A Energia S.p.A. per presunte variazioni del prezzo di fornitura di energia elettrica e di gas naturale in contrasto con l'art. 3 del DL Aiuti bis;
2. ha notificato alla società una richiesta di informazioni da fornire, con relativa documentazione, entro 20 giorni dal ricevimento dell'avviso.

La società ha tempestivamente notificato all'AGCM una relazione di ottemperanza nella quale si impegnava ad adottare le più opportune iniziative volte a conformarsi alle misure di cui al provvedimento cautelare. Altresì, ha depositato una memoria procedimentale.

In data 30 dicembre 2022, l'Autorità ha, tuttavia, notificato alla società di aver integralmente revocato il provvedimento cautelare motivando la propria decisione con riferimento ai principi espressi dall'ordinanza del Consiglio di Stato il 22 dicembre 2022 (il quale ha accolto la richiesta di sospensiva presentata da Iren Mercato S.p.A.) nonché a quanto emerso dalla memoria procedimentale, dalla relazione di ottemperanza e dalla comunicazione della società di risposta alle richieste di informazioni del 18 ottobre 2022 (PS12455).

In particolare, l'Autorità indica di dover ritenere insussistenti i presupposti che hanno giustificato l'adozione della misura cautelare, dal momento che, prima facie, le condotte contestate alla società sembrano integrare variazioni delle condizioni economiche effettivamente in scadenza di contratti a tempo indeterminato. Viene pertanto meno il rischio dell'impatto delle misure cautelari stesse, mentre resta aperto il procedimento che dovrebbe chiudersi entro il primo semestre 2023.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Metodo Tariffario Rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2)

La Delibera ARERA 363/2021/R/rif ha definito i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio per il periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), confermando l'impostazione generale che ha contraddistinto il primo metodo e fissando i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti indifferenziati e della FORSU.

Con riferimento al servizio di igiene urbana, ARERA introduce alcune novità principalmente riconducibili alla necessità di:

- prevedere un piano economico finanziario (PEF) pluriennale con possibilità di spalmare i costi extra cap nell'arco del periodo regolatorio e, per i conguagli, anche oltre il 2025;
- rafforzare gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o di energia;
- configurare opportuni meccanismi correttivi alla luce delle novità normative introdotte dal D.Lgs. n. 116/2020;
- tener conto degli obiettivi di adeguamento agli obblighi e agli standard di qualità introdotti a partire dal 2023 e alla contestuale necessità di garantire la copertura dei costi aggiuntivi ai medesimi riconducibili.

Nel secondo semestre 2022, le società di igiene urbana del Gruppo A2A hanno finalizzato la redazione dei "PEF grezzi" 2022-2025 per singolo affidamento secondo la nuova metodologia con l'invio ai Comuni per le successive attività di integrazione (in qualità di gestori delle attività tariffarie e rapporti con le utenze) e di validazione in qualità di Ente Territorialmente Competente (ETC). A tal proposito si precisa che l'approvazione delle delibere TARI (PEF-regolamento-tariffe) è stata recentemente allineata dall'art. 43, comma 11, del DL 50/2022 con i termini di approvazione del bilancio, qualora questi ultimi siano fissati in data successiva al 30 aprile di ciascun anno. La data di approvazione del PEF 2022-2025 è stata prorogata al 31 luglio 2022, nel corso della seduta straordinaria della Conferenza Stato città ed autonomie locali del 28 giugno 2022.

La tabella sottostante riporta le approvazioni 2022-2025 da parte di ARERA.

Entrate tariffarie PEF (valori in milioni euro)						
N. Delibera ARERA	Comune	Gestore	2022	2023	2024	2025
544/2022/R/rif	Milano	Amsa S.p.A.	303,3	306,1	306,1	306,1
731/2022/R/rif	Brescia	Aprica S.p.A.	35,3	35,9	36,7	37,2

Nella maggior parte dei casi, in continuità con le annualità 2020-2021 ed in presenza di affidamenti conseguiti a valle di gare, ci si attende che l'ETC si avvalga dell'art. 4.6 di MTR-2 preservando eventuali efficienze ed applicando, quindi, il valore previsto dai contratti previgenti (se inferiore al valore massimo di MTR-2), fatto salvo il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Con riferimento al trattamento, ARERA introduce una regolazione tariffaria asimmetrica, da declinare tenuto conto della governance regionale, del grado di integrazione del Gestore e della collocazione dell'impianto rispetto alla gerarchia dei rifiuti. In particolare, l'Autorità ha previsto, quale presupposto per l'identificazione degli impianti a tariffa regolata – cosiddetti impianti "minimi" – la presenza di un mercato rigido con forte e stabile eccesso di domanda, oltre alle seguenti condizioni alternative; i) avere capacità impegnata per flussi garantiti dalla programmazione di settore; ii) esser stati individuati come "minimi" in sede di programmazione da parte dei soggetti competenti.

L'identificazione degli impianti regolati dovrà essere effettuata nell'ambito delle attività di programmazione dell'ETC (in Lombardia a cura della Regione) "in tempo utile per la determinazione delle entrate tariffarie", la cui trasmissione ad ARERA è stata fissata il 30 aprile 2022 (termine ordinatorio). Per gli impianti non soggetti a regolazione tariffaria, cosiddetti

"aggiuntivi", è invece prevista la pubblicazione dei "criteri principali alla base dell'individuazione dei corrispettivi" sul sito internet del Gestore.

La Delibera 68/2022/R/rif ha aggiornato il WACC da utilizzare per il periodo regolatorio 2022-2025, sulla base dei criteri del TIWACC di cui alla Delibera 614/2021/R/com:

- per il servizio di igiene urbana, fermi restando i valori provvisori inseriti nei PEF 2022-2025 soggetti a conguaglio in sede di aggiornamento biennale, ARERA ha fissato un WACC pari al 5,6%. L'ETC può, comunque, valutare di aggiornare il PEF 2022-2025 con il WACC appena pubblicato;
- per il trattamento, con riferimento agli impianti "minimi" di chiusura del ciclo - ovvero agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", ARERA ha fissato un WACC pari al 6%.

La Regione Lombardia con la Delibera di Giunta n. 5777/2021 del 21 dicembre 2021 ha ottemperato al disposto previsto dall'art. 6 della Delibera 363/2021/R/rif, dichiarando tutti gli impianti di trattamento degli indifferenziati e della FORSU come "aggiuntivi", tenuto conto che la Lombardia non si trova in condizioni di mercato con rigidità strutturali né per la filiera dei rifiuti urbani né per la FORSU ed è al contrario caratterizzata da autosufficienza impiantistica e prezzi al cancello competitivi. La Regione ha rafforzato gli obblighi di monitoraggio in capo

ai Gestori degli impianti, riservando la possibilità di rivedere tale disposto in sede di aggiornamento biennale delle tariffe a seguito dell'eventuale modificarsi delle condizioni di mercato e dell'adozione del Piano Nazionale di Gestione Rifiuti.

La Regione Piemonte ha identificato tra gli impianti "minimi" di chiusura del ciclo la discarica di Villafalletto e, conseguentemente, anche l'adiacente impianto di trattamento di Villafalletto di A2A Ambiente S.p.A., definendo i flussi "minimi" in ingresso ai suddetti impianti per le annualità 2022-2023. Nel corso del primo semestre 2022 la società, in qualità di gestore dei suddetti impianti, ha redatto il PEF pluriennale ex MTR-2 e lo ha trasmesso all'ETC per le successive attività di validazione. Dal momento che i contratti in essere con i soggetti conferitori presentano tariffe al cancello inferiori rispetto al cap

tariffario ARERA non sono attesi impatti significativi sulle tariffe previgenti. Con Decreto Dirigenziale n. 694/2022 la Regione Piemonte ha deliberato il PEF 2022-2025 ex MTR-2 per l'impianto di Villafalletto, gestito da A2A Ambiente S.p.A..

La Regione Campania con la Delibera di Giunta n. 190/2022 ha identificato tra gli impianti "minimi" di chiusura del ciclo e gli impianti "intermedi", da cui provengono flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", il TMV di Acerra e il TMB di Caivano. Con Decreto Dirigenziale n. 235/2022 la Regione Campania ha deliberato il PEF 2022-2025 per l'impianto di Acerra, gestito da A2A Ambiente S.p.A. a mezzo contratto di servizio "in forma di conduzione in gestione".

Regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (2023-2025)

La Delibera 15/2022/R/rif ha approvato il "Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani" (TQRIF), con l'introduzione dal 1° gennaio 2023 di un set di obblighi di qualità contrattuale e tecnica minimi ed omogenei per tutte le gestioni (a prescindere dalle modalità di affidamento del servizio), affiancati da indicatori di qualità e relativi standard generali differenziati per schemi regolatori, individuati in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza garantito agli utenti, determinato dall'ETC in ragione delle prestazioni previste nel/i Contratto/i di servizio e/o nella/e Carta/e della Qualità vigenti.

Il set di obblighi e standard di qualità introdotto dalla Delibera 15/2022/R/rif è articolato come segue:

- **qualità contrattuale:** a) gestione delle richieste di attivazione, variazione e cessazione del servizio; b) gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e di rettifica degli importi addebitati; c) punti di

contatto con l'utente; d) modalità e periodicità di pagamento, rateizzazione e rimborso degli importi non dovuti; e) ritiro dei rifiuti su chiamata; f) disservizi e riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare;

- **qualità tecnica:** a) continuità e regolarità del servizio; b) sicurezza del servizio.

In sede di approvazione del PEF pluriennale 2022-2025, gli ETC sono tenuti a individuare il posizionamento della singola gestione nella "Matrice degli schemi di riferimento", determinando lo schema regolatorio e i relativi obblighi applicabili alla gestione, da valorizzare nella definizione dei costi previsionali connessi all'adeguamento agli obblighi di qualità previsti dal TQRIF nel PEF 2022-2025. È, inoltre, prevista la possibilità per gli ETC, su proposta motivata dei Gestori, di definire eventuali standard qualitativi migliorativi o ulteriori rispetto a quanto previsto dal TQRIF.

Previsione di obblighi e strumenti di controllo in materia di qualità tecnica (continuità, regolarità e sicurezza del servizio)

		Qualità tecnica = NO	Qualità tecnica = Sì
Previsioni di obblighi in materia di qualità contrattuale	Qualità contrattuale = NO	SCHEMA I Livello qualitativo minimo	SCHEMA III Livello qualitativo intermedio
	Qualità contrattuale = Sì	SCHEMA II Livello qualitativo intermedio	SCHEMA IV Livello qualitativo avanzato

Per quanto concerne il 2022, il Comune di Milano, in qualità di ETC, ha posizionato il gestore AMSA S.r.l. all'interno dello Schema I. In ottica prudenziale, posizionamento all'interno del medesimo Schema è avvenuto per la maggior parte dei Comuni gestiti dalle società del Gruppo.

La Delibera 15/2022/R/rif introduce anche l'obbligo di adozione di un'unica "Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani" conforme alle disposizioni del TQRIF per ogni affidamento, recante l'indicazione dello schema regolatorio di riferimento, degli obblighi di servizio, degli indicatori e relativi standard di qualità contrattuale e tecnica previsti

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

dall'Autorità, nonché degli standard ulteriori o migliorativi previsti dall'ETC.

Allo stato attuale, le società operative della raccolta e dell'igiene urbana hanno condiviso con i Comuni un template della nuova Carta dei servizi, che recepisce la nuova disciplina regolatoria e reca il posizionamento della gestione nella matrice della qualità definita dal TQRIF, con i relativi obblighi e standard di performance, differenziati in base al livello di qualità di partenza identificato dall'ETC. Quanto al coinvolgimento delle Associazioni dei Consumatori, la condivisione delle nuove Carte dei servizi è avvenuta in maniera differenziata sulla base delle specificità degli affidamenti gestiti, partecipando ad incontri dedicati (come nel caso del Comune di Milano) o tramite l'invio di una nota informativa recante i presupposti normativi e regolatori dell'aggiornamento.

Il quadro di incentivazione per la produzione di biometano da FORSU

Fino al 31 dicembre 2022, il quadro di incentivazione del biometano è stato normato dal DM MiSE 2 marzo 2018 (c.d. DM 2018) che prevede il riconoscimento di un premio sotto forma di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per i produttori che immettono in rete biometano esclusivamente per il settore dei trasporti. Per i produttori di biometano e biocarburanti avanzati (tra cui quelli derivati dalla FORSU) è previsto un meccanismo di ritiro da parte del GSE sia dei CIC spettanti (con un valore fisso pari a 375 €/CIC per 10 anni) sia della produzione di biometano.

Come previsto dal D.Lgs. 199/2021, con Decreto MiTE 15 settembre 2022 è stato introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione per la produzione di biometano che coprirà il periodo 2022-2024. Il nuovo strumento è caratterizzato da contingenti incentivabili e procedure competitive mutate dai DM di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche: oggetto delle aste sarà un contratto per differenze a due vie che considererà la differenza tra la tariffa in esito alle procedure competitive ed il prezzo medio mensile del metano (comprensivo del valore della garanzia d'origine). Ai progetti che si aggiudicheranno le procedure competitive verrà, inoltre, riconosciuto un contributo in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili (relativi alle spese per la realizzazione degli impianti), allocando in questo modo anche le risorse destinate dal PNRR

Pacchetto UE sull'Economia Circolare

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

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

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

Infine, i Gestori sono tenuti a rendicontare – tramite la predisposizione di un registro elettronico delle performance – e comunicare i dati inerenti agli indicatori di qualità all'Autorità e all'ETC (obbligo valido per gli affidamenti che ricadono in Schemi II-III-IV), oltre a pubblicare sul proprio sito internet le seguenti informazioni: il posizionamento della gestione nell'ambito della matrice degli schemi regolatori, gli standard di qualità di propria competenza e i risultati raggiunti in termini di rispetto di tali standard (a partire dal 2024), la tariffa media applicata alle utenze domestiche, l'articolazione dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche e non domestiche. L'Autorità potrà, inoltre, procedere alla pubblicazione, in ottica di sunshine regulation, delle suddette informazioni.

allo sviluppo degli impianti a biometano. Rientrano all'interno dell'ambito di applicazione i progetti per la riconversione degli impianti a biogas agricolo esistenti e la realizzazione di nuova capacità da matrice agricola o rifiuti organici (per questi ultimi, la tariffa è sensibilmente ridotta rispetto a quella prevista dal DM 2018). La prima procedura competitiva era prevista per il 2022: si è in attesa della pubblicazione, da parte del GSE, delle procedure applicative per avviare il primo bando.

Il DM MiTE 5 agosto 2022 ha, inoltre, introdotto una proroga che consente, ai progetti autorizzati entro il 19 agosto 2022 e che abbiano conseguito la qualifica a progetto da parte del GSE entro il 31 dicembre 2022, di beneficiare degli incentivi di cui al DM 2018 posticipando il termine dell'entrata in esercizio al 31 dicembre 2023.

Nel corso del 2022, A2A Ambiente S.p.A. ha ottenuto la pre-qualifica dal GSE per 4 impianti di produzione di biometano da rifiuti organici che verranno incentivati con il meccanismo dei CIC previsto dal DM 2018. Due impianti (Lacchiarella e Cavaglià) sono entrati in esercizio nel 2022, mentre gli altri due (Corteolona e Castelleone) beneficiano della proroga di cui al DM 5 agosto 2022 ed entreranno in esercizio nel corso del 2023 (beneficiando degli incentivi del DM 2018).

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

Le Direttive hanno, inoltre, introdotto l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurare il riciclo a partire dalla fine del 2023 ed hanno fissato un obiettivo vincolante di riduzione dello smaltimento in discarica: gli Stati Membri dovranno assicurare che dal 2030 non vengano più conferiti in discarica i rifiuti riciclabili e che dal 2035 la quota complessiva di rifiuti urbani destinati alle discariche non ecceda il 10%. Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento della *Responsabilità Estesa del Produttore* (EPR)

con la quale i produttori sono chiamati a partecipare alla gestione organizzativa e finanziaria della fase del ciclo di vita in cui il prodotto diventa un rifiuto, contribuendo almeno all'80% dei costi di raccolta, recupero e smaltimento degli imballaggi immessi sul mercato.

Tra i principali atti di recepimento delle Direttive, si segnalano in particolare:

- D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 116, recante "Attuazione della Direttiva (UE) 2018/851 che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e attuazione della Direttiva (UE) 2018/852 che modifica la direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio";
- D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 121, recante "Attuazione della Direttiva (UE) 2018/850, che modifica la Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti".

D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 116, in attuazione della Direttiva (UE) 2018/851 che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e in attuazione della Direttiva (UE) 2018/852 che modifica la Direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio

Il D.Lgs. 116/2020 attua due Direttive del Pacchetto UE sull'Economia Circolare, modificando in maniera sostanziale la parte IV del D.Lgs. 152/2006 (TUA) in particolare:

- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo I Disposizioni generali
- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo III Servizio di gestione integrata dei rifiuti
- Titolo II - Gestione degli imballaggi
- Titolo VI Sistema sanzionatorio e disposizioni finali - Capo I Sanzioni.

Il provvedimento ha anticipato al 31 dicembre 2021 l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurarne il riciclo.

Le modifiche apportate eliminano di fatto la categoria di "rifiuti assimilati", riconducendo al perimetro domestico sia i flussi nelle categorie di rifiuti urbani (specificati all'art.183, comma 1, lett. b-ter del TUA) sia i "rifiuti simili per natura e composizione" in base alla tipologia (Allegato L-quater del TUA) e alle attività (Allegato L-quinqies del TUA) che li generano. Su tali flussi viene calcolato il raggiungimento degli obblighi di recupero introdotti dalla Direttiva. Tale intervento, che potrebbe contribuire a superare la disomogeneità nella definizione dei flussi urbani tra i diversi ambiti territoriali, sembra tuttavia richiedere un ulteriore chiarimento operativo relativo a categorie non univocamente classificabili (ad es. rifiuti da costruzioni e demolizioni, da mense e uffici locate in plessi industriali) ed un'eventuale integrazione dell'attuale perimetro delle privative comunali.

I rifiuti speciali sono, invece, elencati all'art. 184, comma 3, del TUA e, in continuità rispetto al passato, annoverano anche quelli derivanti dall'attività di recupero e smaltimento di rifiuti. Cambiano anche alcune definizioni rilevanti tra le quali "gestione rifiuti", "recupero di materia", "deposito temporaneo prima della raccolta" e sono state modificate le discipline relative al deposito temporaneo, alla classificazione, ai criteri di ammissibilità in discarica dei rifiuti.

È, inoltre, prevista una revisione della disciplina sulla tracciabilità dei rifiuti, con l'avvento del RENTRI. Il nuovo sistema di tracciabilità sarà integrato nel Registro Elettronico Nazionale istituito a seguito della conversione del DL 135/2018 e sarà gestito dall'Albo Nazionale Gestori Ambientali.

Viene, inoltre, disciplinata in maniera accurata la *Responsabilità Estesa del Produttore* (EPR) con un rafforzamento dell'istituto (tra i principi cardine della riforma) e nell'ottica di una progressiva apertura alla concorrenza dei sistemi consortili. In base alle nuove disposizioni, i sistemi EPR dovranno coprire almeno l'80% del costo complessivo di gestione dei rifiuti immessi in consumo, ferma restando la definizione, sentita anche ARERA e quindi in coerenza con il MTR, del livello di "costo efficiente" ammissibile.

Il D.Lgs. 116/2020 ha demandato, infine, al Ministero dell'Ambiente (oggi MASE), con il supporto tecnico di ISPRA, la definizione di un "Programma nazionale di gestione dei rifiuti" (PNGR) che dovrà definire i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e Province autonome si dovranno attenere nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 121, in attuazione della Direttiva (UE) 2018/850, che modifica la Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti

Il D.Lgs. 121/2020 attua un'altra delle Direttive del Pacchetto UE sull'Economia Circolare ed introduce una nuova disciplina organica in materia di conferimento di rifiuti in discarica, apportando modifiche al D.Lgs. 13 gennaio 2003, n. 36 su temi quali:

- i criteri di ammissibilità in discarica per determinate categorie di rifiuti;
- la caratterizzazione di base e le procedure di ammissione, incluse le modalità di verifica in loco e di campionamento e analisi dei rifiuti;

- i criteri costruttivi e gestionali degli impianti di discarica.

Il D.Lgs. prevede la riduzione progressiva dei rifiuti conferiti in discarica (non più del 10% in peso dei rifiuti urbani entro il 2035) ed introduce il divieto di collocare in discarica rifiuti provenienti da raccolta differenziata e destinati al riciclaggio o alla preparazione per il riutilizzo. Dal 2030 è vietato anche il conferimento in discarica di tutti i rifiuti idonei al riciclaggio o al recupero di altro tipo, in particolare dei rifiuti urbani, esclusi i rifiuti per i quali il collocamento in discarica produca il miglior risultato ambientale.

DCR Piemonte del 15 marzo 2022, n. 200 – 5472: approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)

La Regione Piemonte ha approvato il PEAR, suddiviso in 4 macro-ambiti, ognuno dei quali al suo interno contiene degli indirizzi per il raggiungimento di determinati obiettivi. In particolare, si segnala:

- **fotovoltaico:** gli indirizzi del PEAR affermano la preferenza per gli impianti che non comportano consumo di suolo, ad eccezione di quelli che prevedano il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione, quali ad esempio le discariche di rifiuti in fase di gestione post mortem, nonché per gli impianti realizzati sui tetti e sulle coperture accompagnati da azioni di bonifica rispetto alla presenza di amianto. Per quanto afferisce agli impianti a terra, in previsione di un prossimo forte incremento delle istanze autorizzative, gli indirizzi di Piano tendono a privilegiare soluzioni che valorizzino superfici già impermeabilizzate in abbandono e non altrimenti utilizzabili, come ad esempio i piazzali delle aree industriali dismesse;

- **biometano:** preferenza per la produzione di biometano in impianti alimentati da FORSU. Il PEAR evidenzia anche la necessità di promuovere il contestuale recupero di materia e di energia ottenibile con l'integrazione di impianti di digestione anaerobica e di impianti di compostaggio, rispettando in questo modo la gerarchia dei rifiuti. In ambito agricolo, è da preferire la produzione di biometano in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture, sottoprodotti ed effluenti di allevamento;
- **aree e siti non idonei all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile:** sono definite le aree inidonee e di attenzione per la localizzazione di impianti eolici, di impianti di produzione elettrica alimentati a biomasse, di impianti idroelettrici e di impianti fotovoltaici a terra.

Legge Regionale (Lombardia) 20 maggio 2022, n. 8: prima legge di revisione normativa ordinamentale 2022

La Regione Lombardia ha emanato la prima legge di revisione della normativa vigente, apportando modifiche all'art. 27, riferito alle sanzioni in ambito impianti termici civili, della Legge Regionale 24/2006 - Norme per la prevenzione e la riduzione delle emissioni in atmosfera a tutela della salute e dell'ambiente. In particolare, l'atto prevede che:

1. l'inosservanza dell'obbligo di tenuta del libretto di impianto previsto in capo al responsabile dell'impianto comporta l'applicazione della sanzione amministrativa pecuniaria da 100 euro a 600 euro;
2. l'amministratore di condominio servito da impianto di riscaldamento centralizzato e, qualora delegato, il terzo responsabile, ciascuno per quanto di competenza, che omettono di comunicare la propria nomina al Comune o alla Provincia, sulla base delle competenze previste rispettivamente dagli articoli 27, comma 1, lettera d), e 28, comma 1, lettera c), della LR n. 26/2003, incorrono nella sanzione amministrativa da euro 100,00 a euro 600,00;

3. l'inosservanza degli obblighi dell'installatore o del manutentore inerenti alla targatura dell'impianto termico comporta l'applicazione della sanzione amministrativa pecuniaria da euro 50,00 a euro 300,00;
4. l'inosservanza degli obblighi dell'installatore o del manutentore, inerenti all'invio della dichiarazione dell'avvenuta manutenzione degli impianti termici o anche dell'avvenuta targatura degli impianti stessi comporta l'applicazione della sanzione amministrativa pecuniaria da euro 10,00 a euro 100,00. La medesima sanzione è aumentata, nel minimo e nel massimo, del 50%, qualora l'invio avvenga con un ritardo di oltre trenta giorni rispetto alle scadenze previste e, nel minimo e nel massimo, del 100%, qualora avvenga con un ritardo di oltre novanta giorni rispetto alla scadenza prevista.

Legge Regione Lombardia 20 maggio 2022, n. 9: legge di semplificazione 2022

In ottica di semplificazione la Regione Lombardia ha emanato la presente legge prevedendo che:

- nell'ambito delle discariche escluse dai criteri di localizzazione di cui all'articolo 8, comma 7, della Legge Regionale 12 luglio 2007, n. 12, la messa in sicurezza permanente deve essere realizzata
- in caso di inosservanza dell'obbligo di compilazione dei dati di ORSO le sanzioni sono abbassate da 100,00 euro a 1.000,00 euro (prima erano da 1.000,00 euro a 10.000,00 euro).

Delibera Giunta Regione Lombardia 23 maggio 2022, n. XI/6408, di approvazione dell'aggiornamento del Programma Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR), comprensivo del Programma Regionale Bonifica delle aree inquinate (PRB) e dei relativi documenti previsti dalla Valutazione Ambientale Strategica (VAS) «Piano Verso L'economia Circolare»

Con questa DGR la Lombardia ha approvato l'aggiornamento del PRGR comprensivo del PRB.

Il PRGR contiene scenari evolutivi al 2027 sia per i rifiuti urbani che per i rifiuti speciali, definendo specifici obiettivi e strumenti attuativi, che puntano a favorire i processi di riciclo effettivo e a limitare la realizzazione di nuove volumetrie di discariche. È previsto che le Province e la Città Metropolitana di Milano individuino le aree idonee e quelle non idonee alla localizzazione degli impianti di recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e speciali. Il PRGR è corredato anche dai criteri localizzativi da applicare per i nuovi impianti e per le modifiche degli impianti esistenti, da applicare alle istanze presentate dopo il 27 maggio 2022. IL PRGR riporta, inoltre, un capitolo dedicato alle specifiche competenze attribuite ad ARERA anche in materia di rifiuti urbani e assimilati a partire dal 2018.

Una novità riguarda il potere delle autorità competenti a seguito dell'identificazione delle aree caratterizzate da criterio escludente. Esse possono verificare, in sede di rinnovo o riesame con valenza di rinnovo, le autorizzazioni vigenti che prevedono la gestione di impianti di recupero/smaltimento rifiuti localizzati in tali aree, seguendo una determinata procedura.

Sono assoggettati ai criteri localizzativi:

1. discariche – (operazioni: D1, D5);
2. impianti di incenerimento – (operazioni: D10, R1);
3. impianti di trattamento dei rifiuti (operazioni: D2, D3, D4, D6, D7, D8, D9, D12, D13, D14, R2, R3, R4, R5, R6, R7, R8, R9, R11, R12);
4. messa in riserva (R13), deposito preliminare (D15), adeguamento volumetrico senza modifica dei codici EER.

Non sono invece assoggettati (elenco non esaustivo):

1. centri di raccolta differenziata dei rifiuti urbani;
2. messa in riserva (R13), deposito preliminare (D15), adeguamento volumetrico senza modifica

in coerenza con gli obiettivi di tutela ambientale, fissati dal D.Lgs. 36/2003;

- in caso di inosservanza dell'obbligo di compilazione dei dati di ORSO le sanzioni sono abbassate da 100,00 euro a 1.000,00 euro (prima erano da 1.000,00 euro a 10.000,00 euro).

dei codici EER funzionali alle attività industriali e commerciali prevalenti, operate all'interno del medesimo insediamento, da valutarsi caso per caso da parte dell'autorità competente;

3. nel perimetro di impianti di depurazione di acque reflue urbane, il trattamento di fanghi, di rifiuti prodotti dalla depurazione di acque reflue urbane, di rifiuti prodotti dal trattamento dei fanghi di depurazione delle acque reflue urbane (comprese le ceneri), di rifiuti liquidi e di rifiuti organici biodegradabili;
4. ampliamenti di impianti di recupero esistenti per una superficie non superiore al 10% della superficie dell'impianto oggetto di ampliamento, esclusivamente per attività volte a realizzare operazioni di miglioramento dell'attività di recupero nella prospettiva dell'economia circolare e per una volta sola nell'arco di vigenza del presente aggiornamento di piano;
5. nuovi impianti di recupero rifiuti, nella prospettiva dell'economia circolare, nel perimetro o in aree adiacenti ad impianti esistenti produttivi o di trattamento rifiuti, dedicati esclusivamente al recupero finale (operazioni da R1 a R11) degli scarti decadenti da tali impianti, per una superficie pari al massimo al 50% dell'impianto adiacente e, comunque, non superiore a 50.000 mq.

Il PRB mira a delineare un quadro aggiornato delle criticità presenti sul territorio regionale e a proporre un insieme di azioni da attuare, nel breve e medio termine, volte a garantire e migliorare lo svolgimento dei procedimenti di bonifica e a perseguire più efficacemente l'obiettivo generale di eliminare, contenere o ridurre le sostanze inquinanti in modo da prevenire e limitare i rischi per la salute e per l'ambiente connessi alla contaminazione dei suoli, restituendo a nuovi usi e funzioni porzioni di territorio attualmente compromesse.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

DM 24 giugno 2022, n. 257: adozione del Programma Nazionale Gestione Rifiuti (PNGR)

Il PNGR, facente parte delle riforme previste dal PNRR ed approvato il 24 giugno 2022 con il DM n. 257, definisce i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche a cui si dovranno attenere le Regioni nell'approvare i Piani regionali. Tra gli elementi più importanti:

1. la ricognizione impiantistica nazionale per tipologia di impianti e per Regione;
2. i criteri per individuare le macroaree che consentano la razionalizzazione degli impianti dal punto di vista localizzativo. Le macroaree sono caratterizzate da:
 - prossimità, intesa come contiguità territoriale;
 - infrastrutturazione ed organizzazione logistica tale da minimizzare gli impatti relativi al trasporto dei rifiuti;
 - benefici o economie di scala nella gestione dei flussi di rifiuti prodotti;
 - un bacino di produzione di rifiuti tale da giustificare la realizzazione di una rete integrata di impianti;
 - una rete integrata di impianti, distribuita all'interno del territorio della macroarea in modo da evitare che l'ubicazione degli impianti ricada solo su alcuni ambiti specifici, che consenta di gestire tutte le fasi del ciclo fino alla chiusura;
 - contributo quantificabile alla decarbonizzazione in termini di riduzione della CO₂;
 - una dotazione di impianti di trattamento che consenta di contribuire in modo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi comunitari per tutti i flussi interessati.

I criteri generali da tenere in considerazione per l'individuazione delle macroaree sono:

1. progressivo riequilibrio socio-economico fra le aree del territorio nazionale;
2. efficienza, sostenibilità, inclusa la tutela dei beni culturali e paesaggistici, efficacia ed economicità del sistema di gestione dei rifiuti;
3. realizzazione di un sistema moderno e integrato di gestione dei rifiuti;
4. contributo alla prevenzione/risoluzione del contenzioso comunitario.

Ogni Regione dovrà garantire la piena autonomia per la gestione dei rifiuti urbani non differenziati e per la frazione di rifiuti derivanti da trattamento dei rifiuti urbani destinati a smaltimento. Per quanto riguarda la circolazione dei rifiuti organici, la facoltà di definire accordi di macroarea individuata dal PNGR non pregiudicherebbe, comunque, la libera circolazione di tale frazione ai sensi dell'articolo 181, comma 5, del D.Lgs. 152/06 (TUA). Tale impostazione è, inoltre, fatta propria dalla stessa AGCM, nella recente Segnalazione AS1875, relativa all'identificazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" in Emilia-Romagna e Friuli-Venezia Giulia.

Il PNGR ha un orizzonte temporale di 6 anni (2022-2028) ed è preordinato ad orientare le politiche pubbliche ed incentivare le iniziative private per lo sviluppo di un'economia sostenibile e circolare, a beneficio della società e della qualità dell'ambiente.

Delib. Giunta Reg. Lombardia 11 luglio 2022, n. XI/6659: indirizzi regionali per l'applicazione della Decisione di esecuzione (UE) 2019/2010 della Commissione del 12 novembre 2019 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) per l'incenerimento dei rifiuti

La Regione Lombardia ha approvato gli indirizzi sull'applicazione delle migliori tecniche disponibili ("BAT") per gli impianti di incenerimento al fine di fornire chiarimenti per favorirne la loro applicazione. Essi sono rivolti ai gestori e alle Autorità competenti al rinnovo delle autorizzazioni.

L'atto impatta le installazioni di competenza regionale e provinciale di cui al punto 5.2 dell'allegato VIII alla Parte II del D.Lgs. 152/2006, quindi smaltimento o recupero dei rifiuti in impianti di incenerimento dei rifiuti o in impianti di co-incenerimento dei rifiuti.

Come previsto dall'articolo 29-octies del D.Lgs. 152/2006, quando escono nuove "BAT" UE relative ad un particolare settore, entro quattro anni dalla pubblicazione l'Autorità competente deve riesaminare le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) ed eventualmente aggiornarle in coerenza con le novità, in particolare in relazione ai valori limite di emissione. In questo caso la data entro cui procedere con il riesame è il 3 dicembre 2023.

Legge 15 luglio 2022, n. 91: conversione in legge, con modificazioni, del DL 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina

Questa legge converte il DL 50/2022 (DL Aiuti), introducendo misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina.

I seguenti articoli, relativi a tematiche rilevanti ai fini HSE, sono stati sensibilmente modificati in fase di conversione: Art. 6 - Disposizioni in materia di

procedure autorizzative per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili; Art. 7 - Semplificazione dei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili; Art. 7 bis - Proroga dell'efficacia temporale del permesso di costruire; Art. 10 - Disposizioni in materia di VIA; Art. 12 - Disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale degli impianti di produzione di energia da fonti fossili.

Dds Lombardia n. 11240 del 28 luglio 2022: avvio dei procedimenti di riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per gli impianti di incenerimento di competenza regionale ai sensi dell'articolo 17, comma 1, della l.r. 26/2003

La Regione Lombardia ha avviato i procedimenti di riesame BAT dei termovalorizzatori di competenza regionale. Per il Gruppo A2A sono ricompresi i seguenti impianti:

1. A2A Ambiente - TMV Brescia
2. A2A Ambiente - TMV Silla 2
3. Acinque Ambiente - TMV Como
4. Linea Ambiente - TMV Cremona
5. Lomellina Energia - TMV Parona

Entrando nello specifico della determina, il testo rimanda a degli Allegati, in particolare:

- Allegato con la procedura dettagliata di svolgimento del riesame, compreso il calendario con le scadenze per la presentazione della documentazione di riesame (possibile richiesta proroga di 30 giorni);
- Allegato con schema per valutazione sull'applicazione delle BAT;
- Allegato con il foglio di calcolo per la trasmissione dei dati energetici ai fini del calcolo dei rendimenti.

DL n. 115/2022 (cd DL Aiuti bis): misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali

Il DL Aiuti bis introduce ulteriori disposizioni in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali. In ambito HSE si segnala:

- l'art. 32 che introduce le aree di interesse strategico nazionale. Queste sono aree opportunamente create per la realizzazione di piani e programmi in cui vengono proposti investimenti non inferiori a 400 milioni di euro da parte di enti pubblici o privati in determinati settori. Una volta formalizzate, queste aree sono considerate di pubblica utilità. Al momento, i settori a rilevanza strategica indicati da questo articolo sono le filiere della microelettronica e dei semiconduttori, delle batterie, del super calcolo e calcolo ad alte prestazioni, della cyber

sicurezza, dell'internet delle cose (IoT), della manifattura a bassa emissione di CO₂, dei veicoli connessi, autonomi e a basse emissioni, della sanità digitale e intelligente e dell'idrogeno;

- l'art. 33 che implementa un nuovo procedimento autorizzativo chiamato "Procedimento autorizzatorio unico accelerato regionale per settori di rilevanza strategica (PAUAR)", aggiungendo il nuovo art. 27-ter al D.Lgs. 152/2006. Tale procedimento è, di fatto, un procedimento di VIA di competenza regionale, ma accelerato (la durata complessiva è inferiore a 160 giorni), ma può essere utilizzato esclusivamente per la realizzazione dei progetti all'interno delle aree strategiche nazionali.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

DL 23 settembre 2022, n. 144: ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del PNRR

Il DL ha l'obiettivo di introdurre norme per disciplinare la politica energetica nazionale, la produttività delle imprese, le politiche sociali e la realizzazione del PNRR. Si segnalano:

- art. 16: inserisce una riduzione dei termini nel caso in cui si intenda installare impianti fotovoltaici o impianti solari termici sulle coperture e sulle facciate di edifici a servizio di attività soggette ai controlli di prevenzione incendi. Se a seguito dell'installazione di questi impianti fosse necessaria la valutazione del progetto antincendio, i termini previsti dall'art. 3, comma. 3, del DPR 151/2011 sono ridotti, fino al 31 dicembre 2024, da 60 a 30 giorni dalla presentazione della documentazione completa;
- art. 22: stabilisce che le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari ai fabbisogni impiantistici individuati dal PNRR

costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.

Nei procedimenti autorizzativi di queste opere, impianti, infrastrutture, ove l'autorità competente non provveda sulla domanda di autorizzazione entro i termini previsti dalla legislazione vigente, il Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del MITE, assegna all'autorità medesima un termine non superiore a 15 giorni per provvedere. In caso di perdurante inerzia, su proposta del Ministro della Transizione Ecologica, sentita l'autorità competente, il Consiglio dei Ministri nomina un commissario ad acta, al quale attribuisce, in via sostitutiva, il potere di adottare gli atti e i provvedimenti necessari.

D.D.g. Regione Sicilia n. 1008 del 27 settembre 2022: approvazione delle prassi per il rilascio delle autorizzazioni agli impianti di smaltimento e recupero rifiuti, ai sensi degli artt. 208 e 211 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii

Alla luce delle attività di semplificazione previste nel PNRR, la Regione Sicilia ha fornito un supporto tecnico-operativo per le procedure di rilascio di: autorizzazione unica per gli impianti di smaltimento e recupero di rifiuti prevista dall'art. 208 del D.Lgs. 152/2006; autorizzazione per impianti di ricerca e sperimentazione di cui all'art. 211 del D.Lgs. 152/2006; varianti sostanziali e non di impianti già autorizzati; rinnovo; variazioni societarie.

Per tutte le tipologie di procedimenti previsti sono stati elaborati

dei moduli da presentare, reperibili all'interno della D.D.g. 1007/2022 del 27 settembre.

Infine, è presente una precisazione sulla Valutazione di Impatto Ambientale per impianti esistenti, la quale prevede che per gli impianti per cui non è mai stata presentata istanza di VIA, questi dovranno esservi sottoposti: in occasione del primo rinnovo utile; in sede di richiesta di modifiche alla autorizzazione rilasciata; su richiesta delle stesse.

D.G.R. Lazio n. 884 del 18 ottobre 2022: disposizioni operative per lo svolgimento delle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale

Per affrontare la necessità di adeguare le modalità operative regionali alle ultime modifiche del D.Lgs. 152/2006, la Regione Lazio ha emanato la presente D.G.R., contenente disposizioni sullo svolgimento dei seguenti procedimenti amministrativi:

- valutazione preliminare della procedura da avviare;
- verifica di assoggettabilità alla VIA;
- consultazione dello studio di impatto ambientale (SIA);
- VIA e PAUR;
- verifica di ottemperanza alle condizioni ambientali e monitoraggio;

- consultazione preventiva con l'autorità competente per la definizione del livello di dettaglio degli elaborati progettuali richiesti in fase di VIA.

Si specifica che le disposizioni sui procedimenti regolati dalla D.G.R. in analisi rispecchiano per la maggior parte quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006.

Per quanto riguarda l'autorità competente per le procedure di VIA e di verifica di assoggettabilità alla VIA, la norma rimanda all'allegato B del regolamento regionale n. 1 del 2022, che individua la Direzione Regionale Ambiente della Regione Lazio.

Legge Regionale (Lombardia) 13 dicembre 2022, n. 28: seconda legge di revisione normativa ordinamentale 2022

Con la seconda legge di revisione della normativa dell'anno 2022, la Regione Lombardia ha aggiornato le disposizioni relative alla VIA Regionale, contenute nella L.r. 5/2010. L'articolo 10 della norma introduce tre novità:

- in materia di PAUR, modifica l'art. 5-bis relativo alla fase preliminare. In particolare, prevede:

1. l'avvio formale del procedimento con la pubblicazione della documentazione presentata sul portale del Sistema Informativo Lombardo per la Valutazione di Impatto Ambientale (SILVIA);
2. la convocazione della conferenza dei servizi preliminare prevista dal D.Lgs. 152/2006;

- con il nuovo art. 6-bis, relativo alla valutazione preliminare, individua l'autorità competente per le istanze di modifiche, estensioni o adeguamenti tecnici e varianti progettuali, nella stessa autorità che si è espressa sul progetto già autorizzato in sede di valutazione ambientale;

- all'Allegato B, numero 7, lettera z.b), esclude l'applicazione della VIA agli impianti mobili per il recupero di rifiuti non pericolosi utilizzati per massimo 30 giorni. Nel caso di successive campagne di attività sullo stesso sito e con quantità trattate superiori a 1.000 m³/gg, verrà applicata la procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA.

D.G.R. n. 7553 del 15 dicembre 2022: approvazione del Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC) e dei relativi documenti previsti dalla valutazione ambientale strategica (VAS)

Il nuovo PREAC propone diversi obiettivi, quali la riduzione dei consumi e delle emissioni di gas climalteranti, lo sviluppo delle fonti rinnovabili locali e dell'economia circolare, il finanziamento della ricerca e dell'innovazione.

Sviluppo del fotovoltaico

Il Piano prevede l'obiettivo di installazione di 10 GW di nuovi impianti fotovoltaici entro il 2030, prediligendo l'installazione di impianti sui tetti degli edifici residenziali, produttivi e terziari. Si promuovono anche gli impianti a terra, dando priorità alle aree degradate, quali cave, siti oggetto di bonifica, discariche esaurite, e gli impianti agri-voltaici.

Realizzazioni di impianti FER in Aree Tutate

L'Allegato 13 del PREAC indica le misure relative alle Aree Tutate e si articola nei seguenti punti:

- la previsione della solar belt nel contesto normativo applicato (pag. 1): costruzione ed installazione di impianti fotovoltaici a massimo 500 metri di distanza dal polo industriale;
- l'elenco delle Aree Tutate (pag. 3);
- i tre livelli di realizzabilità di un impianto FER in un'Area Tutata: impianto realizzabile, realizzabile con criticità o tecnicamente difficilmente realizzabile (pag. 5);
- la classificazione delle tipologie di impianti FER, inclusi gli agrivoltaici, sulla base di caratteristiche tecnologiche, costruttive e di installazione (pag. 6-14);
- i criteri localizzativi per ogni tipo di impianto FER di cui sopra e i relativi elementi tecnici, volti a verificarne il livello di realizzabilità in una data area (pag. 15-129);
- gli elementi tecnici da considerare in fase di progettazione degli impianti FER (pag. 130-138).

Teleriscaldamento

Il PREAC conferma la crescita di questo settore fino al 20%. Si evidenzia la necessità dell'attività di coordinamento e di indirizzo da parte della Regione nel permitting, così da avere un quadro semplificato e un aumento delle realizzazioni di questi impianti.

Sviluppo delle bioenergie

Il mercato del biometano si presenta come un ottimo mezzo per raggiungere la decarbonizzazione della Regione. L'atto promuove la conversione di impianti di biogas in biometano e, nel caso di impianti di dimensione non adeguata alla raffinazione, la realizzazione di nuovi impianti. La conversione sarà possibile per gli impianti con potenza superiore a 300 kW e i restanti impianti potranno proseguire con l'attuale produzione di biogas.

Misure di economia circolare

Il PREAC sottolinea l'importanza dello sviluppo dell'economia circolare, attraverso il recupero di materia, la produzione di biogas e biometano. Si evidenzia, inoltre, il potenziale del CSS e del CDR come sostituti del carbone e del metano, avendo dei risvolti positivi non soltanto nel settore energetico e dei rifiuti, ma anche nell'industria del cemento.

Filiera dell'idrogeno

La Regione si impegna a incentivare la ricerca e a promuovere diversi progetti pilota sull'uso dell'idrogeno per il suo ruolo chiave nella fase finale di decarbonizzazione. Il Piano privilegia l'uso dell'idrogeno nei trasporti ferroviari e stradali, individuando necessità di prevedere aree idonee al rifornimento, attraverso l'installazione di erogatori di idrogeno a 700 bar per ogni tipo di veicolo in aree facilmente accessibili e in prossimità dei punti di produzione.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Regolamento (UE) 2022/2577 del Consiglio del 22 dicembre 2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili

Data l'attuale emergenza energetica, il Regolamento introduce disposizioni temporanee volte ad accelerare le procedure autorizzative e la diffusione di progetti di energia rinnovabile. La norma si applicherà a tutte le procedure autorizzative avviate tra il 30 dicembre 2022 e il 30 giugno 2024, lasciando la possibilità allo Stato membro di adottare la disciplina anche per le procedure già avviate e in attesa di decisione finale al 30 dicembre 2022, a condizione che vi sia un'effettiva accelerazione delle tempistiche.

L'atto presenta dei termini abbreviati, in particolare:

- per l'installazione di apparecchiatura di energia solare, la procedura autorizzativa dovrà avere una durata di massimo 3 mesi, solo se lo scopo della struttura in cui sono ubicate non sia la produzione di energia solare (art. 4);
- per la revisione della potenza degli impianti FER esistenti, la procedura dovrà avere durata massima di 6 mesi, comprese le tempistiche necessarie alla VIA (art. 5);
- per le connessioni alla rete di trasmissione/distribuzione, la procedura dovrà essere conclusa entro 3 mesi, purché l'incremento della capacità dell'impianto non superi il 15% (art. 5);
- per le pompe di calore con capacità elettrica inferiore a 50 MW, la procedura non dovrà superare 1 mese (art. 7);
- per le pompe di calore geotermiche, la procedura dovrà essere conclusa entro 3 mesi (art. 7).

Per accelerare la diffusione dei progetti di energia rinnovabile, la norma presenta due semplificazioni:

- per le apparecchiature per l'energia solare con una capacità di massimo 50 kW, che non supera la capacità esistente della connessione alla rete di distribuzione, l'autorizzazione sarà considerata concessa se è trascorso un mese dalla presentazione della domanda e senza che sia pervenuta una risposta da parte dell'Autorità competente. Gli Stati Membri possono ridurre questa capacità sino a massimo 10,8 kW per l'applicazione della presente disposizione (art. 4);

- viene meno l'istanza di autorizzazione per le connessioni alla rete di trasmissione/distribuzione per le pompe di calore con capacità elettrica fino a 12 kW e per le pompe di calore installate da un auto-consumatore di energia rinnovabile con una capacità elettrica fino a 50 kW, a condizione che la capacità totale dell'impianto sia pari almeno al 60 % della capacità della pompa di calore. In questo caso, sarà sufficiente la notifica all'Ente competente (art. 7).

Il Regolamento prevede anche delle deroghe in materia di VIA. All'articolo 5, si prevede che l'eventuale verifica di assoggettabilità alla VIA per la revisione degli impianti FER si limiterà alla valutazione degli effetti significativi potenziali rispetto al progetto iniziale. Inoltre, si introduce l'esonero dal procedimento VIA per questa casistica, se i progetti rispettano le misure di mitigazione ambientale dell'impianto iniziale e non comportano l'utilizzo di spazio ulteriore. Infine, l'articolo 6 prevede la possibilità dello Stato membro di esonerare dalla VIA e dalla VINCA i progetti di energia rinnovabile ubicati in una zona dedicata alle FER, precedentemente sottoposta a VAS.

6.4

Business Unit Smart Infrastructures

Dal 2022 aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas

La Delibera 614/2021/R/com ha definito i criteri per l'aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali elettrico e gas nel periodo 2022-2027, confermando le principali caratteristiche della regolazione in essere (WACC reale pre-tasse, periodo regolatorio di 6 anni suddiviso in due sub-periodi triennali, formula di calcolo basata sul Capital Asset Pricing Model) ma introducendo rilevanti novità nella modalità sia di aggiornamento che di definizione dei singoli elementi che lo compongono:

- meccanismo di trigger nel primo triennio: previsione di un aggiornamento annuale, qualora dovesse risultare una variazione del WACC, per almeno un servizio, pari o superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore, considerando alcuni specifici parametri di mercati (cfr. parametri Risk Free nominale, inflazione isr incorporata nel Risk Free, SPREAD e indice iBoxx BBB). In tal caso il valore del WACC verrebbe aggiornato per tutti i servizi;
- ke (costo del capitale proprio): prevista l'eliminazione del floor attualmente esistente (0,5%) per le attività prive di rischio e introduzione di correttivi volti a intercettare le condizioni di mercato effettive (CP - Convenience Premium; FP - Forward Premium e UP - Uncertainty Premium)

con un approccio di tipo forward looking e finanziario;

- kd (costo del capitale di debito): si è passati da riferimenti di settore (i.e. raccolta e analisi del costo del debito effettivo degli operatori italiani) a quelli di mercato (i.e. indici iBoxx rappresentativi del rendimento delle obbligazioni emesse dalle società con rating BBB), prevedendo anche una ponderazione tra il costo di debito esistente (85%) e quello del nuovo debito (15%). È stato, inoltre, introdotto un meccanismo di gradualità, in base a cui alla nuova metodologia di calcolo del Kd è attribuito un peso pari al 33,3% nel primo triennio 2022-2024 e al 66,6% nel secondo triennio 2025-2027.
- diminuzione del costo riconosciuto a copertura della tassazione, riducendo il parametro fiscale T dall'attuale 31% al 29,5%.

L'Autorità ha confermato i valori di gearing mentre per il β asset (parametro che misura la rischiosità dello specifico settore) ha introdotto un aggiornamento straordinario in vigore nel triennio 2022-2024 solo per i servizi infrastrutturali che ad oggi presentano un valore inferiore a 0,4.

WACC 2022							WACC 2021
	Coefficiente β asset	Peso del capitale proprio e del capitale di debito (gearing)	Tasso di rendimento del capitale proprio (Ke)	Tasso di rendimento del capitale di debito (Kd)	Fattore correttivo (F)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)
Trasmissione energia elettrica	0,370	0,50	5,08%	1,86%	0,41%	5,0%	5,6%
Distribuzione e misura energia elettrica	0,400	0,50	5,39%		0,41%	5,2%	5,9%
Stoccaggio	0,506	0,50	6,49%		0,41%	6,0%	6,7%
Rigassificazione	0,524	0,50	6,67%		0,41%	6,1%	6,8%
Trasporto gas	0,384	0,50	5,23%		0,41%	5,1%	5,7%
Distribuzione e misura gas	0,439	0,44	5,40%		0,45%	5,6%	6,3%

Con riferimento al meccanismo di trigger per l'aggiornamento annuale del WACC la Delibera ARERA 654/2022/R/Com ha reso note le risultanze relative alla verifica dell'attivazione per il 2023:

poiché la variazione del WACC, per ciascun servizio infrastrutturale, è risultata inferiore a 50 bps rispetto al valore attuale, si confermano per il 2023 i valori di WACC in vigore nel 2022¹⁰.

¹⁰ L'analisi ha previsto l'aggiornamento dei parametri $R_{f\text{ nominale}}$, inflazione isr, SPREAD, iBoxx^{spot} su base annuale (ottobre 2021-settembre 2022) e decennale iBoxx^{10Y} (ottobre 2012 - settembre 2022).

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Nuovi criteri di regolazione tariffaria delle infrastrutture basati sulla spesa totale (ROSS)

La Delibera 271/2021/R/com ha avviato un procedimento finalizzato a definire un nuovo metodo di calcolo dei costi riconosciuti alle reti energetiche che superi l'attuale approccio ibrido di rate of return per i costi di capitale e di price cap per i costi operativi adottandone uno basato sulla spesa totale che considera congiuntamente sia i costi operativi che quelli di capitale. Il nuovo approccio (definito Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS) ha i seguenti principali obiettivi:

- riallineamento degli incentivi all'efficienza in modo che si estendano all'efficienza totale e non siano più limitati ai costi operativi;
- utilizzo di tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, differenziati per singolo servizio da applicare alla spesa totale riconosciuta così da determinare sia la spesa di capitale

riconosciuta (che va a incrementare il capitale investito) sia i costi operativi riconosciuti;

- previsione di meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- omogeneizzare i criteri di regolazione dei vari servizi infrastrutturali, evitando disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento di specifiche voci di costo operativo e di capitale. In tale ambito saranno valutati i profili relativi alla definizione della lunghezza del periodo regolatorio, tenendo conto delle sovrapposizioni tra periodi specifici di ogni servizio e periodi di regolazione del WACC.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2022 e definitive 2021

La Delibera 194/2022/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2022 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale mentre la Delibera 154/2022/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2021, successivamente oggetto di rideterminazione – per alcune località tariffarie – con la Delibera 679/2022/R/gas. In linea con quanto previsto dalla Delibera

559/2021/R/gas, i suddetti provvedimenti hanno riconosciuto, all'interno della quota d'ammortamento della misura, la seconda e la terza delle cinque rate relative agli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (IRMA).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2022	Unareti (1)	ASVT	LD Reti (1)	Reti Più	Gruppo Acinque (1)(2)	Totale
milioni di euro						
Cap. Centralizzato	45	1	10	12	9	77
RAB Distribuzione	773	11	160	129	143	1.216
RAB Misura	122	2	23	36	27	210
Totale	940	14	193	177	179	1.503

(1) I valori della RAB di Unareti S.p.A., di LD Reti S.r.l. e del Gruppo Acinque risentono della cessione, avvenuta nel primo trimestre 2022, di numerose località, oltre che di Serenissima Gas S.p.A., a Romeo Gas S.p.A..

(2) Include le società Lereiti S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.. I valori della RAB di Lereiti S.p.A. sono espressi al netto delle 4 località (Varese, Brizio, Casciago e Lozza) dove la proprietà dei cespiti è dei Comuni.

Le tariffe provvisorie 2022 risentono del calo del WACC rispetto al 2021 (5,6% vs 6,3%), nonché dell'attivazione, nell'ambito del meccanismo del price-cap per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e con decorrenza retroattiva 2021, del c.d. Y-Factor (+0,9%) al fine di garantire la copertura dell'onere sorgente determinato dall'introduzione del c.d. Canone Unico in sostituzione della TOSAP/COSAP.

Con riferimento alla componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, azzerata dal 2018, a partire dal 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto con successivo saldo da effettuarsi una volta definiti i costi netti effettivamente sostenuti. Attualmente si è in attesa dell'emanazione della delibera in materia da parte dell'Autorità.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telegestione/telelettura e ai concentratori dei misuratori elettronici del gas, entro un limite annuo decrescente

(2020: 4,24 euro/PdRsmart; 2021: 3,74 euro/PdRsmart; 2022: 3,24 euro/PdRsmart) e al netto di una decurtazione forfettaria relativa alla quota parte di costi operativi di telelettura/telegestione già inclusa nella tariffa di riferimento della misura (dal 2020 0,53 €/PdR). Attualmente si è in attesa dell'avvio della raccolta dati relativa alle istanze per il riconoscimento dei costi attinenti all'anno 2021.

Le tariffe provvisorie 2022 di Unareti S.p.A. non tengono conto del passaggio alla gestione su base ATEM dell'ambito Milano 1 avvenuta dal 1° marzo 2022 e, di conseguenza, sono calcolate con i criteri tariffari applicabili alle gestioni comunali. Tuttavia, i ricavi ammessi effettivamente riconosciuti in sede di meccanismo perequativo 2022 (a fine 2023 e a valle della raccolta dati RAB GAS 2022 nell'ambito della quale sono state effettuate le operazioni necessarie ai fini del passaggio alla gestione tariffaria su base d'ambito delle località rientranti nell'ATEM Milano 1) saranno pari alla media, ponderata per i giorni di ciascuna gestione, dei ricavi calcolati con i criteri comunali e quelli calcolati con i criteri d'ambito.

Determinazione degli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (c.d. IRMA)

La Delibera 559/2021/R/gas ha chiuso un lungo procedimento finalizzato ad individuare la modalità di valorizzazione dell'IRMA, generato da una discrepanza a livello di vite utili utilizzate per il calcolo degli ammortamenti residui dei misuratori meccanici di calibro G4/G6 dismessi in quanto sostituiti con misuratori elettronici conformi alle disposizioni dettate dall'Autorità. La Delibera 287/2021/R/gas e la successiva Determina 3/2021 DIEU stabiliscono:

- che le dismissioni dei misuratori tradizionali sostituiti da elettronici dovessero essere rappresentate nelle raccolte tariffarie RAB GAS con il metodo del FIFO applicato ai valori storici lordi e che, di conseguenza, sarebbe stato necessario ri-acquisire i dati delle dismissioni 2014-2019 precedentemente comunicati così da garantire l'omogeneità di applicazione di tale criterio tra gli operatori;
- le modalità tecniche la ri-acquisizione dei dati e le formule per il calcolo dell'IRMA sull'intero parco misuratori meccanici G4/G6 esistente al

31 dicembre 2019 e per i misuratori dismessi nel periodo 2014-2019.

A seguito della specifica raccolta dati per la ri-acquisizione delle dismissioni 2014-2019 l'IRMA riconosciuto ai distributori del Gruppo A2A è stato pari a circa 6 milioni di euro e sarà corrisposto in 5 rate incluse nei ricavi ammessi degli anni dal 2020 al 2024, di cui le prime 3 rate sono già state riconosciute nelle tariffe 2020, 2021 e 2022.

Sempre con riferimento alle quote di ammortamento dei misuratori tradizionali dismessi perché sostituiti con misuratori elettronici, la Delibera 679/2022/R/gas ha, tra le altre cose, rideterminato le tariffe di riferimento definitive 2020 e 2021 al fine di escludere dal calcolo dei ricavi ammessi le quote di ammortamento di misuratori tradizionali di calibro maggiore di G6 sostituiti con elettronici successivamente all'anno 2018, termine ultimo per completare il roll-out di tali strumenti di misura.

Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 che definisce il quadro regolatorio in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). Pur se confermate le caratteristiche della regolazione precedente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- **costi operativi riconosciuti:** aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi del 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del price cap considerando, oltre all'inflazione, anche un X-Factor differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, la dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti ed un aumento degli X-Factor relativi alla distribuzione e alla commercializzazione mentre per la misura è confermato il livello prevalente;
- **costi di capitale:** revisione del parametro β nel calcolo del WACC della misura al fine di allineare il rendimento riconosciuto a quello vigente per la distribuzione (5,6% per il 2022). Nel calcolo del capitale investito oggetto di remunerazione, nonché delle relative quote di ammortamento, viene definito uno specifico meccanismo per il rilascio graduale, in un orizzonte di lungo periodo che travalica il singolo periodo regolatorio, dell'ammontare di

contributi esistenti al 31 dicembre 2011 che non era considerato nella definizione delle tariffe.

Unareti S.p.A. ha impugnato al TAR la Delibera 570/2019/R/gas evidenziandone la carenza di istruttoria e il forte impatto, imprevisto e non adeguatamente giustificato, sull'equilibrio economico-finanziario. Nell'ambito del suddetto ricorso, l'attività di verifica, richiesta dai ricorrenti (tra cui anche Unareti S.p.A.), si è conclusa al 30 marzo 2022 con il deposito della Relazione contenente gli esiti delle analisi effettuate dai Verificatori. A valle di ciò, tra aprile e giugno si sono svolte le udienze di discussione delle cause davanti al TAR ma le sentenze non sono ancora disponibili.

La Delibera 737/2022/R/gas ha provveduto all'aggiornamento infra-periodo 2023 – 2025 ma non ha mutato in modo sensibile il quadro regolatorio, limitandosi a declinare operativamente alcune misure già previste, come il riconoscimento parametrico dei costi dei sistemi di telegestione/ telelettura e concentratori, e ad aggiornare alcuni parametri, come nel caso del costo standard degli smart meter gas e del valore unitario dell'acconto a copertura dei costi sostenuti per le verifiche metrologiche. La principale novità, peraltro sollecitata dagli operatori, è il meccanismo di mitigazione degli impatti negativi derivanti da riduzioni dei PdR attivi – e quindi della quota parametrica dei ricavi ammessi a copertura dei costi operativi di località per il servizio di distribuzione, a fronte dei quali permangono

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

comunque alcuni costi fissi connessi ai punti non attivi - in conseguenza della crescente elettrificazione dei consumi. Tale meccanismo, da gestire nell'ambito della perequazione a partire

dai ricavi di competenza del 2023, è basato su logiche di trigger da attivare al verificarsi di determinate condizioni¹¹.

Riforma della regolazione del servizio di misura del gas naturale

La Delibera 269/2022/R/gas ha riformato la regolazione applicabile al servizio di misura gas, intervenendo sulle disposizioni in materia di obblighi e tempistica di messa in servizio degli smart meter gas, frequenza di raccolta dei dati di misura presso i PdR dotati di smart meter gas e tempistica per la loro messa a disposizione del Sistema Informativo Integrato (SII) ed indennizzi ai clienti finali e agli utenti della distribuzione in caso di mancato rispetto dei livelli di performance fissati da ARERA.

In particolare, la regolazione prevede un limite temporale fisso (90 giorni) oltre il quale lo smart meter gas installato è considerato in servizio e, quindi, in grado di essere teletto e telegestito e, pertanto, rientrante negli obblighi, resi maggiormente stringenti, di frequenza di lettura, ora mensile anche per i PdR dotati di misuratori di calibro G4/G6 (rispetto ai misuratori di calibro > G6 non è previsto il dettaglio giornaliero e la raccolta del dato può avvenire entro il terzo giorno successivo all'ultimo giorno gas del mese di riferimento), e invio dei dati così rilevati al SII (entro il giorno 7 del mese).

La Delibera introduce un articolato sistema di indennizzi a favore sia dei clienti finali, in caso di mancata raccolta del dato di misura per un determinato numero di mesi, differenziato in base al consumo annuo del cliente, sia degli utenti della distribuzione per i quali, oltre ai meccanismi previgenti, sono stati introdotti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto, con riferimento ai PdR dotati di misuratori di calibro > G6, degli obiettivi di performance in materia di messa a disposizione del dato di misura e di qualità di quest'ultimo (intesa come % di dati di misura effettivi relativi alle singole letture con dettaglio giornaliero). A regime la verifica del rispetto degli obblighi sarà affidata al SII e sono previsti meccanismi di attenuazione dell'onere sopportato dalle imprese di distribuzione per il riconoscimento di tali incentivi finalizzato a tener conto - dinamicamente - degli effettivi limiti tecnici dei sistemi di teletto e telegestione utilizzati.

Le disposizioni sono entrate in vigore in parte ad ottobre 2022 (nuovi meccanismi di indennizzo) e in parte ad aprile 2023 (messa in servizio, frequenza raccolta dei dati di misura, loro messa a disposizione del SII).

Meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out

La Delibera 386/2022/R/gas ha definito un meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione del gas naturale nella gestione del delta in-out (i.e. la differenza tra il gas in ingresso nella rete di distribuzione misurato presso la cabina Re.Mi o anche city gate e il gas in uscita misurato presso i PdR degli utenti/punti di interconnessione con altre reti), consistente unicamente in penalità, strutturato in modo da intercettare le situazioni di più manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione e considerando anche le perdite localizzate e i prelievi fraudolenti rilevati in ciascun anno.

Il meccanismo, gestito operativamente da Snam Rete Gas S.p.A. in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB) e finanziariamente dalla CSEA, è basato sul confronto, per ciascun city gate, tra i valori di riferimento ammissibili minimo e massimo del delta in-out calcolati per gruppi omogenei - per dimensione e localizzazione geografica - di impianti e il valore del delta in-out effettivo dello specifico city gate e sulla conseguente valorizzazione del risultato tramite un valore unitario di riferimento del gas, così da determinare la penale in capo al distributore titolare di tale city gate.

La penale viene valorizzata solo se il valore del delta in-out effettivo dovesse ricadere fuori dalla "fascia di franchigia" determinata dai valori ammissibili minimo e massimo; inoltre, dal calcolo sono esclusi i quantitativi di gas relativi a perdite localizzate e prelievi fraudolenti rilevati dai distributori

e comunicati al RdB, così da incentivare quest'ultimi ad individuarli e quantificarli correttamente. La prima applicazione del meccanismo sarà effettuata con riferimento al triennio 2020-2022 e saranno utilizzati gli esiti della sessione di aggiustamento annuale relativa al 2022 e quelli della sessione di aggiustamento pluriennale relativi agli anni 2021 e 2020 che si terranno nel 2023.

Infine, con riferimento alle perdite localizzate e ai prelievi fraudolenti, la Delibera introduce disposizioni specifiche finalizzate a superare la nota incertezza del quadro regolatorio applicabile in merito alla proprietà e, quindi, alla responsabilità, dei quantitativi di gas relativi a perdite localizzate o a prelievi fraudolenti. In particolare, ARERA assimila tali quantitativi al gas naturale necessario per garantire il bilanciamento delle reti, anche di distribuzione, e ne attribuisce la responsabilità al distributore territorialmente competente che è tenuto a quantificare, anche tramite specifiche linee guida CIG in fase di elaborazione, tali quantitativi e ad intraprendere le azioni necessarie, anche legali, per recuperare il valore del gas presso il soggetto che abbia effettuato il prelievo fraudolento o causato la perdita; a fronte di ciò e tramite la presentazione di una specifica istanza certificata potrà trattenere una quota dell'importo recuperato.

¹¹ Cfr. Delibera 737/2022/R/Gas, Allegato A (RTDG), art. 45.2.

Regolazione della sicurezza e qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 che definisce il quadro regolatorio in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). In generale, sono state confermate le caratteristiche della regolazione vigente, ivi inclusi i meccanismi premiali per l'incentivazione dei recuperi di sicurezza, per cui l'Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a fissare i nuovi livelli e ha introdotto alcuni ulteriori affinamenti volti a monitorare e stimolare il miglioramento di alcuni specifici aspetti, come la pressione e protezione catodica delle reti, la vita residua media della rete e la tempestiva eliminazione delle dispersioni entro i tempi previsti dalle norme tecniche vigenti (divenuto un nuovo obbligo di servizio). Per quanto riguarda la qualità commerciale, l'unica differenza di rilievo riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell'utente.

Nel corso del 2022 l'Autorità, insieme con il Nucleo Speciale della Guardia di Finanza, ha effettuato 2 visite ispettive in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale presso Retipiu S.r.l.

e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.. Le ispezioni hanno avuto ad oggetto il rispetto delle disposizioni regolatorie in materia di Pronto Intervento gas e di Centralino di Pronto Intervento gas per l'anno 2020. A seguito di tali ispezioni, la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità ha adottato le Determine 24/2022 DSAI e 28/2022 DSAI con cui, a fronte di alcune violazioni contestate, sono quantificate le potenziali penali irrogabili a Retipiu S.r.l. e ad Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., prevedendo al contempo la possibilità di chiusura semplificata del procedimento sanzionatorio che prevede, a fronte dell'adempimento degli obblighi di cui alle violazioni contestate, il versamento della sanzione nella misura di un terzo dell'ammontare potenzialmente erogabile. Le società hanno aderito a tale possibilità versando, rispettivamente, 9.100 euro e 20.850 euro.

La Delibera 383/2022/R/gas ha determinato i premi e le penali relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2019 i cui ammontari, al netto degli acconti fissati dalla Delibera 171/2022/R/gas e ricevuti dalla CSEA a maggio 2022, sono stati erogati ad ottobre 2022. Il Gruppo A2A ha ricevuto circa 3,2 milioni di euro.

Avvio della gestione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ambito Milano 1

Il 16 dicembre 2021 Unareti S.p.A. ha sottoscritto il contratto di servizio per la gestione del servizio di distribuzione e misura del gas naturale nell'ambito Milano 1 – Città e Impianto di Milano a valle dell'aggiudicazione della gara bandita dalla competente Stazione Appaltante (Comune di Milano).

La gestione dell'ambito ha avuto avvio dal 1° marzo 2022 e da tale data saranno applicabili, anche ai clienti finali dell'ambito, le condizioni migliorative offerte dalla Società in sede di gara. Il passaggio alla gestione su base d'ambito comporta anche l'applicazione di nuove e specifiche regole tariffarie

ai fini del calcolo dei ricavi ammessi delle località incluse nell'ambito stesso. Le principali differenze rispetto alle regole tariffarie applicabili alle località gestite su base comunale sono (i) l'aumento della durata delle vite utili degli asset della distribuzione e (ii) l'azzeramento dell'X-Factor per 2 aggiornamenti annuali del corrispettivo unitario parametrico a copertura dei costi operativi. Nell'ambito della raccolta dati RAB GAS 2022 sono state effettuate le operazioni necessarie ai fini del passaggio alla gestione tariffaria su base d'ambito delle località rientranti nell'ATEM Milano 1.

Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale

La Delibera 404/2022/R/gas ha approvato il *Regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale*, prevedendo per le sperimentazioni una durata massima di tre anni e delineando i seguenti ambiti progettuali:

1. metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti finalizzati in particolare ad incrementare la possibilità di iniezione lungo le reti di trasporto e distribuzione di gas di origine rinnovabile e allo sviluppo di metodi e soluzioni utili alla riduzione delle emissioni fugitive di gas;
2. utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti, che comprendono iniziative focalizzate a verificare la capacità delle infrastrutture regolate del gas naturale di accogliere e gestire gas rinnovabili (in particolare l'idrogeno) ma anche non rinnovabili, laddove possano essere simulate situazioni che prospetticamente vedranno l'utilizzo prevalente di gas rinnovabili;
3. interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale finalizzati non solo all'incremento dell'efficienza energetica ma anche alla digitalizzazione delle reti.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

L'Autorità ha fissato un tetto massimo di 35 milioni di euro al gettito destinato a finanziare il meccanismo, prevedendo inoltre che almeno un progetto per ciascun ambito progettuale sia ammesso e che l'ammontare massimo erogabile per il singolo progetto sia 5 milioni di euro per le iniziative afferenti agli ambiti progettuali 1 e 2 e 2,5 milioni di euro per quelle relative all'ambito

progettuale 3. La Determina 9/2022 DIEU ha definito il formato e i contenuti minimi delle istanze di ammissione che dovranno essere presentate ad ARERA tra il 15 gennaio e il 15 aprile 2023, oltre agli strumenti di rendicontazione e criteri di riconoscimento dei costi sostenuti nell'ambito delle sperimentazioni.

Misure a favore dei clienti finali di piccole dimensioni per far fronte al forte aumento del prezzo del gas naturale

L'Autorità per far fronte al forte aumento dei prezzi del gas naturale che si sono manifestati nel corso del 2022 ha adottato, inizialmente con la Delibera 148/2022/R/gas e poi – anche a valle di interlocuzione con il Parlamento – confermato con le successive delibere di aggiornamento trimestrale degli Oneri di Sistema Gas, un meccanismo volto al contenimento del costo del gas per i clienti finali fino ad un consumo annuo di 5.000 smc consistente nella valorizzazione negativa, nella parte espressa in €/Smc, della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG2. Tale componente è applicata dai distributori nell'ambito della fatturazione del servizio ai venditori e da questi

ai clienti finali, mentre la CSEA provvede a ristorare i distributori per l'anticipo effettuato.

L'intervento descritto ha reso necessari ulteriori interventi dell'Autorità e della CSEA volti a minimizzare le tempistiche per il reintegro (in particolare a dicembre) e, quindi, gli oneri finanziari sopportati dai distributori, nonché a meglio chiarire le disposizioni in materia di pagamento di fatture emesse nei confronti di venditori che, a causa delle disposizioni introdotte e del forte aumento degli importi del bonus sociale gas, dovessero essere di importo negativo.

Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023

La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato la disciplina applicabile alle tariffe di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023 (V periodo regolatorio – nuova RTTG). Le principali novità sono:

- definizione dei ricavi ammessi: il metodo adottato, simile a quello precedente, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC 2021: 5,7%), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati a partire dai costi effettivi del singolo operatore così come esposti nei conti annuali separati 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto sono valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i., oltre che il rispetto di criteri di economicità ed efficienza nella loro realizzazione. Sono previsti, inoltre, meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale;
- riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC): viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura di tali partite, passando ad un riconoscimento monetario basato sul prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento. Inoltre, con la Delibera 569/2020/R/gas è stato introdotto un meccanismo di parziale congruaggio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno;
- meccanismi di perequazione: oltre ai meccanismi pre-esistenti relativi alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale (tra TSO e CSEA), alla misura (tra TSO) e del corrispettivo unitario variabile (tra TSO) viene introdotto un nuovo flusso

mensile dalle imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas S.p.A. a quest'ultima per la perequazione dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzato a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto che riscuotono il gettito derivante dal corrispettivo CPu alle imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete nazionale.

La nuova RTTG ha previsto una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi che garantiscono, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe. Fino al 2019 tali importi venivano rateizzati in 4 rate annuali dove l'ammontare relativo ad un singolo anno era poi sottratto direttamente dai ricavi ammessi per il medesimo anno. A partire dal V periodo regolatorio viene eliminata la rateizzazione e la gestione di queste differenze è affidata alla CSEA nell'anno successivo rispetto all'anno di riferimento dove i ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

In base ai criteri previsti nella RTTG, la Delibera ARERA 233/2022/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2023, mentre quelli del 2022 erano stati approvati dalla Delibera 230/2021/R/gas; in entrambi i casi le tariffe approvate risentono della riduzione del WACC (da 5,7% a 5,1%).

Valore RAB di Retragas S.r.l. sottesa alle tariffe definitive 2022 e alle tariffe provvisorie 2023	Tariffe 2023	Tariffe 2022
milioni di euro		
RAB Trasporto	52,4	45,9
RAB Misura	1,6	1,6
Totale RAB	54,0	47,5

Per quanto riguarda la valutazione dei Piani Decennali di Sviluppo della Rete di Trasporto 2021 e 2022 predisposti dagli operatori e presentati all'Autorità, la Determina 3/2022 DIEU ha individuato la lista dei verificatori incaricati di effettuare l'analisi indipendente degli interventi. Per Retragas S.p.A. è stato sottoposto a verifica l'intervento finalizzato alla metanizzazione di alcune aree della Provincia Autonoma di Trento per cui è stata confermata la coerenza dell'analisi costo-beneficio (ACB) condotta dalla società con le disposizioni regolatorie di cui alla Delibera 468/2018/R/gas. L'Autorità, tuttavia, con la Delibera 696/2022/R/gas di valutazione dei Piani 2021 e 2022, ha evidenziato il permanere della criticità relativa al coordinamento, sia funzionale che temporale, tra sviluppi delle reti di trasporto proposti da Retragas S.p.A. e gli sviluppi delle reti di distribuzione cui si aggiunge il rischio di sovrapposizioni totali o parziali tra alcune tratte delle reti di trasporto del gas previste nei Piani di Retragas S.p.A. e di Gasdotti Alpini S.r.l.. Conseguentemente, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di avviare adeguate forme di cooperazione e confronto tra le parti, anche con la partecipazione della Provincia

Autonoma di Trento, al fine di definire un unico intervento coordinato di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nell'area Trentina da inserire successivamente nei Piani di Sviluppo della Rete di Trasporto ed essere riconosciuto ai fini tariffari.

In vista del termine del corrente periodo regolatorio e tenendo conto delle tempistiche richieste dalla normativa europea, la Delibera 617/2021/R/gas ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il VI periodo di regolazione decorrente dal 2024 e che dovrà tener conto anche degli orientamenti in merito alla "Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS" (si veda specifico paragrafo). Infine, la Delibera 723/2022/R/gas ha introdotto uno specifico meccanismo volto ad incentivare il mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate e ha individuato le modalità di applicazione della metodologia "asset health" ad esso connessa.

Riassetto attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto del gas naturale

La Delibera 512/2021/R/gas conclude il procedimento finalizzato al riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, approvando il nuovo testo contenente la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", in cui sono definite responsabilità e perimetro delle attività di metering e meter reading, requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo e livelli di qualità.

La nuova regolazione è finalizzata a responsabilizzare maggiormente i vari soggetti coinvolti nella filiera, definendone i ruoli ed introducendo un articolato sistema di penali ed indennizzi comminati, a fronte di uno specifico monitoraggio a cura dei TSO, ai responsabili dell'attività di metering (i.e. proprietari dell'impianto di misura) e/o di meter reading (TSO cui l'impianto di misura è connesso) al fine di fornirgli un adeguato segnale di prezzo della non-compliance rispetto a determinati livelli di qualità del servizio (in

alcuni casi distinti tra minimi e ottimali) e stimolare così interventi volti all'adeguamento degli impianti di misura, con conseguente miglioramento della loro performance, a garanzia di dati di misura di maggior qualità.

Nel 2022 è stata condotta un'attività di coordinamento tra i trasportatori per procedere al censimento degli impianti di misura allo scopo di avviare, dal 2023, la fase di monitoraggio delle performance (e relativa reportistica, anche verso l'Autorità) e, dal 2024, il sistema di incentivazione. Inoltre, Snam Rete Gas S.p.A., in qualità di impresa maggiore di trasporto, ha elaborato e consultato specifiche modifiche al Codice di Rete per recepire tali previsioni ed individuare le modalità operative per la loro applicazione nell'ambito dei rapporti con i soggetti interessati; tali modifiche sono poi state approvate dall'Autorità con la Delibera 600/2022/R/gas.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2022 e definitive 2021

La Delibera 193/2022/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2022 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per le imprese che servono oltre 25.000

POD mentre la Delibera 153/2022/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2021.

Valore della RAB ELETTRICA sottesa alle tariffe provvisorie 2022	Unareti *	LD Reti	RetiPiù	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
milioni di euro					
RAB Distribuzione	693	55	23	15	786
RAB Misura	80	2	1	2	85
Totale	773	57	24	17	871

* La RAB Misura di Unareti S.p.A. include circa 42 milioni di euro di investimenti lordi in misuratori 2G relativi al 2021 a preconsuntivo che saranno gestiti tramite il metodo della c.d. rata fissa (i.e. Quota Ammortamento e Remunerazione insieme e fissa per l'intera vita utile degli asset 2G e pari a 15 anni) che, rispetto al normale metodo di riconoscimento tariffario degli investimenti, comporta una diversa allocazione temporale del riconoscimento stesso.

Le tariffe provvisorie 2022 risentono della riduzione del WACC (5,2% vs 5,9%) nonché dell'attivazione, nell'ambito del meccanismo di price-cap per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e con decorrenza retroattiva 2021, del c.d. Y-Factor (+0,9%) al fine di garantire la copertura dell'onere sorgente determinato dall'introduzione del c.d. Canone Unico in sostituzione della TOSAP/COSAP.

Per quanto riguarda i distributori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione sono calcolate tramite un metodo parametrico, in vigore dal 2018, che prevede l'applicazione di un meccanismo di gradualità¹². In base a tale metodologia opex e capex riconosciuti sono fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (opex)

e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (capex), mentre quelle per l'attività di misura tengono conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT, di un costo medio unitario pari a 126 €/misuratore (valori 2014) e di un fattore di turnover degli investimenti fissato al 2% (da applicare a partire dal 2015). Le ultime tariffe che ad oggi risultano approvate sono quelle relative agli anni 2016 e 2017 (cfr. Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel).

A partire dal 1° luglio 2021, al fine di rimuovere gli ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica, è possibile, per gli utenti domestici con potenza installata fino a 4,5 kW e wallbox con determinate caratteristiche, aderire alla sperimentazione tariffaria di cui alla Delibera 541/2020/R/eel che, senza aggravio in bolletta, permetterà agli aderenti di prelevare fino a 6 kW durante le fasce notturne.

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel ha approvato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC¹³. Il provvedimento, in sostanziale continuità con i criteri adottati nel primo semiperiodo 2016-2019 (NPR1), definisce in particolare:

- i livelli iniziali, riferiti al 2020, del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, un profit sharing con ripartizione simmetrica (50:50) tra imprese distributrici ed utenti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel precedente NPR1 e il tasso di recupero di produttività (X-Factor) per l'aggiornamento annuale. Il nuovo X-Factor applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);

- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (i.e. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammesso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione e gestito nell'ambito dei meccanismi perequativi già previsti dalla regolazione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti non altrimenti recuperabili afferenti agli oneri di rete il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni (si veda specifico paragrafo);
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva (si veda specifico paragrafo).

¹² Il meccanismo di gradualità è basato sulla media ponderata (peso del metodo parametrico pari a 10% nel 2018; 20% nel 2019; 30% nel 2020; ancora da definirsi per il periodo 2021-2023) tra il regime tariffario individuale e quello parametrico.

¹³ TIT (Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), TIME (Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura), TIC (Condizioni Economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

Qualità elettrica – TIQE 2020-2023: regolazione speciale e regolazione per esperimenti

La Delibera 566/2019/R/eel ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE - *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica*, introducendo specifiche misure volte alla riduzione dei divari nella continuità del servizio tra le varie zone del Paese. In particolare, è stata definita, per gli ambiti con il maggior numero di interruzioni, una "regolazione speciale" a carattere volontario che prevede:

- l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale (pari a 1/3 del premio) in caso di mancato conseguimento;
- la possibilità di richiedere la posticipazione dell'anno target dal 2023 al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di un'apposita Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni in considerazione della presenza di criticità strutturali; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

La Delibera 431/2020/R/eel ha approvato l'istanza di Unareti S.p.A. per partecipare alla regolazione speciale per l'ambito territoriale Milano – Altissima Concentrazione, con il ricalcolo dei tendenziali.

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

Alla luce di tale quadro e in base ai dati trasmessi dagli operatori entro marzo 2022 l'Autorità ha calcolato i premi e le penali relativi alla regolazione output-based (i.e. continuità del servizio in termini di numero e durata delle interruzioni). Tale calcolo tiene conto, tra le altre cose, anche delle disposizioni in materia di regolazione speciale. In particolare, il Gruppo A2A ha ricevuto un premio netto complessivo pari a 0,34 milioni di euro; tale importo beneficia della partecipazione di Unareti S.p.A. alla regolazione speciale per l'ambito territoriale di Milano – Altissima Concentrazione per l'indicatore relativo al numero di interruzioni che, in questo modo, rientra nella fascia di franchigia applicabile.

Qualità elettrica - TIQE 2020-2023: piani di resilienza per la rete elettrica

Il Titolo 10 del TIQE definisce l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza della rete elettrica, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi nonché idonei meccanismi di incentivazione. Nel dettaglio, tutte le principali imprese distributrici¹⁴ devono predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, i piani per la resilienza di durata triennale, integrandoli attraverso un'apposita sezione nel proprio Piano di Sviluppo della rete elettrica, secondo modalità e tempistiche differenziate in base alla classe dimensionale. Tali Piani devono, inoltre, essere pubblicati sul sito internet del distributore entro il 30 giugno di ciascun anno.

È, inoltre, prevista un'incentivazione economica di tipo premi/penali per gli interventi di incremento della resilienza basata su:

- specifici criteri finalizzati ad identificare quali interventi possano essere considerati eleggibili al meccanismo incentivante;

- un metodo di calcolo di premi e penali dimensionati, rispettivamente, ad una quota percentuale del beneficio netto del singolo intervento effettuato nelle tempistiche stabilite e del valore attuale netto dei costi consuntivati in base all'ampiezza del ritardo.

Oltre al tetto già in vigore per i premi netti totali di ciascun distributore, pari al 25% del valore attuale netto della somma dei costi attesi di tutti gli interventi, è prevista l'applicazione di un limite massimo al premio di un singolo intervento, ponendolo pari al costo dello stesso al fine di evitare il riconoscimento di una sovra-remunerazione superiore al costo dell'intervento già coperto in RAB. Infine, in relazione alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi¹⁵ e di versamento delle penali, il TIQE (art. 79quinquies.3) prevede che, entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025, l'Autorità determini i premi e le penali da versare sul conto CSEA "Qualità dei servizi elettrici" relativi agli interventi eleggibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente.

¹⁴ Per "principali imprese distributrici" si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

¹⁵ La Delibera 566/2019/R/eel ha successivamente stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

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

A seguito della pubblicazione da parte del MiTE dell'Avviso Pubblico del 20 giugno per la presentazione di proposte di intervento finalizzate a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione da finanziare nell'ambito del PNRR, è stata adottata la Delibera 283/2022/R/eel che ha posticipato al 30 settembre 2022 l'invio ad ARERA e la contestuale pubblicazione da parte del distributore del Piano Resilienza 2022-2024 inclusivo dei nuovi interventi.

Entro il 30 giugno 2022 Unareti S.p.A. ha, pertanto, provveduto ad inviare soltanto la consuntivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi dall'Autorità al meccanismo incentivante premi/penali per l'incremento della resilienza, sia per gli interventi conclusi nel 2021 che per quelli in fase realizzativa. A fine settembre, la società ha invece comunicato ad ARERA con l'aggiornamento del Piano 2022-2024 i 4 interventi inclusi per

la prima volta nel Piano ai fini della verifica del meccanismo di eleggibilità a premi/penali.

La Delibera 722/2022/R/eel ha reso noto le risultanze istruttorie relative all'esame dei Piani Resilienza 2022 inviati dai distributori di energia elettrica a fine giugno per:

- la determinazione dei premi/penalità degli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione conclusi al 31 dicembre 2021;
- il relativo saldo triennale del premio netto effettivo per l'anno 2021.

Con specifico riferimento ad Unareti S.p.A., l'Autorità, in considerazione del tetto massimo ai premi netti per il triennio 2019-2021 calcolato pari a circa 3,1 milioni di euro e del fatto che alla società non è stata applicata nessuna penalità, ha fissato in 1,74 milioni di euro il saldo netto triennale 2019-2021 di premi e penalità da erogare entro il 31 dicembre 2022.

LD Reti S.r.l. e RetiPiù S.r.l., ai sensi dell'art. 79septies.2 del TIQE, pur soggetti obbligati dal 2020 alla pubblicazione sul loro sito internet della sezione dedicata al Piano Resilienza, hanno optato per l'adesione posticipata al meccanismo premi/penali, che avrà pertanto decorrenza dal 2022.

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

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale per il periodo 1° gennaio 2020 – 30 giugno 2023 in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini (con o senza centralizzazione dei misuratori) a cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti. Una volta effettuato il censimento delle colonne montanti, i distributori propongono ai condomini il piano degli interventi: al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini in merito all'effettuazione dei lavori (che possono creare disagi all'interno degli stabili), l'Autorità ha definito un "Contratto Tipo" ed ha previsto un meccanismo incentivante in base al quale il distributore:

- dovrà versare al condominio un importo a copertura dei costi sostenuti da quest'ultimo relativamente alle opere edili di demolizione/ripristino (ed eventualmente elettriche in caso di centralizzazione) in misura pari al minore tra quanto effettivamente speso ed un importo parametrico calcolato in base al numero utenti e al livello di pregio dello stabile;
- si vedrà riconosciuto tale importo nell'ambito dei meccanismi tariffari, previa conclusione entro il 31 marzo 2023 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

Unareti S.p.A. ha effettuato la maggior parte degli interventi nell'area di Milano, la più critica a causa del maggior numero di «utenti singoli» connessi alla rete tramite colonna montante di proprietà del distributore: si stimano, in particolare, 9.500 condomini con presenza di colonne antecedenti il 1970, la maggior parte dei quali composti da un elevato numero di edifici che porta a quantificare la presenza di circa 23.500 fabbricati con colonne montanti vetuste in servizio. A Brescia, invece, si valutano circa 1.900 condomini per circa 2.100 fabbricati interessati.

In termini di ispezioni, la società ha, inoltre, definito e portato a termine un cronoprogramma di massima che prevede su Milano circa 550 ispezioni al mese, mentre su Brescia circa 290, tenuto conto che il termine fissato da ARERA per la conclusione del censimento è il 31 marzo 2023. Ad oggi, le ispezioni sono terminate, avendo condotto l'attività ispettiva con una deadline leggermente anticipata rispetto a quella prevista da ARERA.

Relativamente agli ammodernamenti, nel 2021-22 sono stati stipulati contratti con 23 Condomini (tutti con centralizzazione dei contatori), di cui 10 sono stati gli ammodernamenti conclusi e rendicontati con contributi complessivamente liquidati pari a 239.860 euro, mentre sono stati 7 quelli per cui Unareti S.p.A. ha concluso i lavori ma è in attesa che vengano finalizzate le attività di finitura in capo al condominio e la successiva rendicontazione. Questi ultimi comporteranno l'erogazione di contributi totali pari a 152.400 euro nel corso del 2023.

Sviluppo delle reti di distribuzione elettrica: accesso ai Fondi PNRR

I DM MiTE n. 146 del 6 aprile 2022 e n.150 del 7 aprile 2022 hanno definito i criteri per l'allocazione delle risorse del PNRR destinate rispettivamente all'incremento:

- I. della capacità della rete ad integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili (c.d. Hosting Capacity) e ad aumentare la potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettificazione dei consumi energetici (Ambito "Rafforzamento Smart Grid" - M2C2.2.1);
- II. della resilienza della rete elettrica di distribuzione (Ambito "Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica" - M2C2.2.2).

La dotazione finanziaria messa a disposizione per il rafforzamento delle smart grid è stata pari a 3,61 miliardi di euro, di cui 1 miliardo di euro per gli interventi finalizzati all'incremento della Hosting Capacity e 2,61 miliardi di euro per gli interventi di elettificazione dei consumi, mentre per l'incremento della resilienza è stata fissata pari a 350 milioni di euro. Il bando per la selezione dei progetti si è

aperto il 20 giugno e il procedimento si è concluso il 23 dicembre, con l'assegnazione di tutte le risorse richieste per i progetti presentati dalle società del Gruppo A2A. In particolare:

- Unareti S.p.A. è risultata vincitrice nell'ambito "Rafforzamento Smart Grid" con due progetti: il primo relativo allo sviluppo e potenziamento di Cabine Primarie (importo finanziato 141,1 milioni di euro) e il secondo relativo all'installazione di dispositivi STATCOM per la compensazione dell'energia reattiva (importo finanziato 17,9 milioni di euro), con un valore totale finanziato pari a 137,96 euro/POD;
- Reti Valtellina e Valchiavenna S.r.l. è risultata vincitrice nell'ambito "Aumento della resilienza della rete elettrica" con un progetto di ampliamento di impianti di distribuzione di energia elettrica in media tensione correlate ai giochi olimpici Milano-Cortina 2026 (importo finanziato 1,46 milioni di euro), con un valore totale finanziato pari a 56,51 euro/POD.

Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione ed approvazione del PMS2 di Unareti S.p.A.

La Delibera 87/2016/R/eel è intervenuta in materia di sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) in bassa tensione, definendo i requisiti funzionali e i livelli prestazionali applicabili e, con le Delibere 646/2016/R/eel, 306/2019/R/eel e, da ultimo, con la Delibera 724/2022/R/eel le specifiche modalità di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica > 100.000 POD e i meccanismi premianti/penalizzanti applicabili (mancato avanzamento del piano di posa, sotto-performance rispetto ai livelli prestazionali prefissati), mentre le disposizioni, semplificate, in materia tariffaria e di sistemi incentivanti applicabili agli operatori < 100.000 POD sono state adottate con la Delibera 106/2021/R/eel.

Nell'ambito del quadro regolatorio applicabile agli operatori di maggiore dimensione, Unareti S.p.A. ha presentato per l'approvazione all'Autorità il proprio piano di messa in servizio di un sistema di smart metering 2G che, a valle di un ampio confronto con gli Uffici, è stato approvato con la Delibera 278/2020/R/eel; tale piano prevede la sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024 attualmente in fase di esecuzione (l'area bresciana è terminata nel 2021 e la posa sta adesso interessando l'area di Milano).

Nel 2022 la regolazione in materia di smart metering 2G è stata oggetto di intervento su due piani:

- contingente: far fronte alle criticità emerse a causa della c.d. crisi dei semiconduttori in Cina, dove sono localizzate le catene produttive degli smart meter 2G. A tal fine la Delibera 601/2022/R/eel ha introdotto alcune modifiche transitorie alla regolazione, tra cui la sospensione delle eventuali penalità in caso di mancato rispetto dell'obiettivo di avanzamento del piano prefissato per il 2022 e la sterilizzazione delle quantità previste per il 2022 anche per gli anni successivi;
- strutturale: aggiornamento per il triennio 2023-2025 delle disposizioni in materia di riconoscimento dei costi sostenuti. In particolare, la Delibera 724/2022/R/eel ha confermato la struttura complessiva della regolazione previgente affinandone alcuni aspetti come, ad esempio, la gestione delle istanze di aggiornamento, anche per eventi eccezionali (e.g. operazioni societarie) dei piani già approvati, modificandone altri, tra cui il meccanismo di penalità in caso di sotto-performance rispetto ai livelli prestazionali prefissati la cui decorrenza è stata posticipata dal 4° al 5° anno di piano, ed introducendo nuovi meccanismi e, nello specifico, un meccanismo premiale in caso di accelerazione della velocità del piano in presenza di alcune condizioni, tra cui l'ottenimento di contributi pubblici.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

La Delibera 568/2019/R/eel¹⁶ è intervenuta sulla regolazione dei flussi di energia reattiva sulle reti apportando significative modifiche: in particolare, sono stati definiti i livelli minimi del fattore di potenza sia per i prelievi che per le immissioni di reattiva, al cui superamento è previsto il pagamento di penali calcolate in base a specifici corrispettivi unitari da applicare sia ai clienti finali in AT e AAT e alle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN, sia ai clienti finali in MT e ai non domestici in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 KW, così come ai punti di scambio tra reti di distribuzione in MT e BT.

Nel corso del 2022 si è svolto un intenso iter consultivo e a fine novembre Terna S.p.A. ha inviato all'Autorità una Relazione con le risultanze derivanti dall'applicazione della metodologia predisposta in collaborazione con il Politecnico di Milano, ai fini dell'individuazione e clusterizzazione in aree omogenee dei nodi della rete rilevante caratterizzati dal medesimo impatto degli scambi di energia reattiva (immissioni o prelievi).

La Delibera 232/2022/R/eel ha rimandato al 1° aprile 2023 l'applicazione dei corrispettivi tariffari per l'energia reattiva immessa in fascia F3 per i clienti finali non domestici in BT con potenza superiore a 16,5 kW e per i non domestici in MT, nonché alle interconnessioni tra reti in MT e in BT, mentre ha previsto che le imprese distributrici contattino direttamente entro il 28 febbraio 2023 fino al 10% dei clienti finali in MT con maggiori immissioni di energia reattiva in rete per identificare le azioni tecniche necessarie a mitigare tale fenomeno. La Delibera 281/2022/R/eel ha, peraltro, prorogato al 31 dicembre 2022 i vigenti corrispettivi tariffari per eccessivi prelievi di energia

reattiva applicabili a clienti finali e punti di interconnessione tra reti in alta e in altissima tensione, non trattati nella precedente Delibera 232/2022/R/eel.

L'ultima fase di questo processo ha portato alla Delibera 712/2022/R/eel che introduce i corrispettivi per immissioni di energia reattiva in AT e AAT a partire dal 1° aprile 2023, disponendo anche successive azioni funzionali a tale regolazione: il provvedimento ha disposto che i corrispettivi per energia reattiva immessa da clienti finali e reti di distribuzione in alta e altissima tensione siano pari a 0 euro/Mvarh per il periodo 1° gennaio 2023 - 31 marzo 2023 e che dal 1° aprile 2023 si applichi:

- I. un corrispettivo unitario pari a 1,44 euro/Mvarh per eccessivi prelievi nelle fasce F1 e F2 e per immissioni di energia reattiva in fascia F3;
- II. una maggiorazione di 0,56 euro/Mvarh rispetto al corrispettivo unitario di cui al punto precedente ai punti di prelievo e di interconnessione tra reti situati in aree omogenee caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione.

La suddetta Delibera, ai fini della definizione di deroghe temporanee e in relazione ad una prima finestra temporale compresa tra il 1° giugno 2023 e il 31 luglio 2023, ha infine previsto che Terna S.p.A. entro il 30 aprile 2023 trasmetta ad ARERA un'istanza per l'applicazione di soglie differenti per il prelievo o l'immissione di energia reattiva oppure, in ragione di specificità locali.

Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete

Sin dal 2016 ARERA, a seguito degli insoluti contabilizzati da alcune società di vendita e del contenzioso che ha interessato il Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica (i.e. CTTE) sul tema delle garanzie finanziarie da presentare a copertura degli Oneri Generali di Sistema (OGS), ha intrapreso numerose iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori, in particolare introducendo meccanismi per il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi agli OGS.

Successivamente l'Autorità, anche al fine di migliorare l'efficienza di tali meccanismi e di passare da meccanismi straordinari ad un meccanismo ordinario, con la Delibera 119/2022/R/eel ha

istituito un meccanismo unico finalizzato a garantire il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi sia agli OGS che agli oneri di rete. Tale meccanismo prevede la possibilità di presentare istanza di partecipazione su base annuale, contiene criteri di ammissibilità dei crediti del tutto simili a quelli previsti dai meccanismi previgenti, specificando tuttavia l'ammissibilità anche dei crediti relativi a contratti di trasporto non risolti a causa delle disposizioni normative applicabili nei casi di crisi d'impresa. Inoltre, con specifico riferimento agli oneri di rete è prevista una franchigia (pari al 10%) ed una soglia minima (0,25% dei ricavi ammessi relativi alla distribuzione e misura dell'energia elettrica) agli importi di cui richiedere annualmente il reintegro.

Titoli di efficienza energetica e contributo tariffario riconosciuto ai distributori

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dai DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di

energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate (tep). Un TEE/CB equivale ad 1 tep.

I distributori possono assolvere all'obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB oppure acquistando i titoli sul mercato da altri

¹⁶ Come modificata dalla Delibera 395/2020/R/eel che ha spostato di 1 anno, ovvero al 1° gennaio 2022, l'entrata in vigore delle disposizioni previste dalla Delibera 568/2019/R/eel alla luce dell'emergenza da COVID-19. Tale data è stata ulteriormente posticipata al 31 dicembre 2022 per effetto della Delibera 282/2022/R/eel.

soggetti che li generano (tipicamente dalle Energy Service Company – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori ed

il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

La seguente tabella riporta i target di risparmio energetico definiti dal DM MiSE 21 maggio 2021.

		Target per i distributori di energia elettrica (1)	Target per i distributori di gas (1)	Target minimo (2)	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua (2)
		Milioni di CB	Milioni di CB	(%)	(n. anni)
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2020	3,17	3,92	60%	2
Decreto Ministeriale 21 Maggio 2021	2020	1,27	1,57	60%	2
	2021	0,45	0,55	60%	2
	2022	0,75	0,93	60%	2
	2023	1,05	1,3	60%	2
	2024	1,08	1,34	60%	2

(1) Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.

(2) Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) successivo senza sanzioni.

Il DM 21 maggio 2021 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 (come aggiornato dal DM 10 maggio 2018), prevedendo:

- una riduzione significativa degli obblighi 2020, il posticipo al 16 luglio 2021 della scadenza dell'anno d'obbligo 2020 e la definizione degli obblighi per il periodo regolatorio 2021-2024;
- la fissazione di un cap al contributo tariffario definito da ARERA tenuto conto dell'andamento dei prezzi dei CB sul mercato e di quelli registrati negli scambi bilaterali;
- l'emissione di CB allo "scoperto" da parte del GSE ai distributori che ne fanno richiesta, ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad una differenza massima di 15 €/CB e fissando un floor pari a 10 €/CB.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB "allo scoperto" fino al raggiungimento dell'obbligo minimo e a copertura delle quote residue d'obbligo in scadenza, a condizione di essere già in possesso sul proprio "conto proprietà" di un ammontare di CB pari ad almeno il 20% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB non verrà riconosciuto il contributo tariffario. I distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna

di CB generati da progetti o comprati sul mercato.

Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso ed entro i due anni successivi alla scadenza dell'obbligo. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE è corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso e la restituzione della somma corrisposta al GSE è effettuata tramite conguaglio sul contributo tariffario.

Il nuovo DM introduce anche un sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure d'aste al ribasso, che si sarebbero dovute definire con DM MiTE entro il 31 dicembre 2021. La pubblicazione di questo Decreto è attesa per il 2023.

L'anno d'obbligo 2021 si è concluso il 31 maggio 2022. Dopo anni in cui la scarsità di TEE ha condizionato gli esiti dei mercati spingendo le quotazioni al rialzo, la riduzione degli obblighi introdotta con il DM 21 maggio 2021 ha riequilibrato domanda ed offerta.

La tabella riporta gli obblighi delle società del Gruppo A2A per l'anno 2021, tutti ottemperati alla fine di maggio 2022, e i nuovi obblighi 2022 fissati da ARERA con la Determina DMRT/EFC/7/2022.

	Obbligo TEE anno d'obbligo 2021	Obbligo TEE anno d'obbligo 2022
Unareti S.p.A.	46.979	78.986
Le Reti S.p.A.	10.449	17.624
LD Reti S.r.l.	12.411	19.649
RetiPiù S.r.l.	6.205	14.133
Totale	76.044	130.392

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

La Delibera 292/2022/R/efr ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2021: il contributo tariffario unitario è pari a 250 €/TEE mentre il corrispettivo addizionale unitario è pari a 3,44 €/TEE, per un totale di 253,44 €/TEE.

Come previsto dal DM 21 maggio 2021 il Decreto Direttoriale MiTE 3 maggio 2022 ha adottato le nuove linee guida per gli interventi che accedono al meccanismo dei CB. In sintesi, è

ampliata la platea di interventi che potranno beneficiare dei TEE, prevedendo inoltre nuove schede per progetti a consuntivo (tra le quali è presente una scheda dedicata all'allacciamento di nuove utenze a sistemi di teleriscaldamento efficienti¹⁷) e vengono chiariti alcuni dubbi interpretativi su alcune tipologie di intervento (tra cui l'installazione di turboespansori sulle reti di trasporto e distribuzione del gas).

Infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica

È in fase di revisione da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il PNIRE (Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica) che definisce le linee guida per lo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica (IdR) dei veicoli elettrici sul territorio nazionale. Data la loro crescente diffusione (il PNIEC stima 6 milioni di veicoli al 2030) e il conseguente incremento delle IdR non solo aumenterà l'energia richiesta ma, attraverso le IdR, i veicoli elettrici potranno fornire servizi alle reti considerato che le batterie hanno la capacità di erogare velocemente sia in immissione che in assorbimento.

Con riferimento alla ricarica in ambito privato, la Delibera 541/2020/R/eel ha previsto la possibilità per gli utenti domestici (o altri usi BT) con potenza contrattualmente impegnata tra i 2 kW e 4,5 kW, connessi ad un sistema di ricarica per veicoli elettrici, di prelevare fino a 6 kW nelle ore notturne, di domenica e in tutti i giorni festivi, senza corrispettivi aggiuntivi legati all'aumento di potenza. Tale sperimentazione è stata concessa per il periodo 1° luglio 2021 – 31 dicembre 2023.

Nel mese di aprile 2021 l'Autorità ha pubblicato un chiarimento in cui disciplina la possibilità che, in una stessa unità immobiliare, vengano installati POD destinati alla ricarica dei veicoli elettrici intestati a soggetti terzi – quali i CPO, Charging Point Operators – rispetto all'intestatario del POD principale. Viene, dunque, consentita agli operatori la possibilità di intercettare più clienti finali attraverso un singolo POD, sfruttando i risparmi da ciò derivanti (ripartizioni componenti fisse, sinergie sulla potenza massima e sui costi di connessione).

Il D.Lgs. n. 199/2021 introduce alcune novità per quanto concerne le IdR accessibili al pubblico:

- sono stati previsti alcuni interventi volti a semplificarne l'iter autorizzativo;
- è stata introdotta la possibilità per i Comuni di prevedere l'installazione di almeno 1 punto di ricarica ogni 6 veicoli elettrici immatricolati;
- è stata modificata la previsione del DL 16 luglio 2020 (c.d. "DL Semplificazioni") relativa alla definizione di tariffe ad hoc per la ricarica elettrica da parte di ARERA la quale, entro sei mesi dall'entrata in vigore del suddetto D.Lgs., avrebbe

dovuto definire misure tariffarie applicabili alle IdR accessibili al pubblico al fine di favorire la diffusione di veicoli elettrici. Tali misure dovrebbero prevedere anche uno sconto sulle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, a condizione che risultino compatibili con la disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, siano di carattere transitorio e che l'intero beneficio tariffario venga trasferito al cliente finale.

Il DM MiTE 25 agosto 2021 recante *"Erogazione di contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da persone fisiche nell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni, nonché da soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società (IRES)"* disciplina la concessione e l'erogazione di contributi in conto capitale finalizzati a sostenere l'acquisto e l'installazione di IdR effettuati da imprese e professionisti (i.e. importo pari a 90 milioni di euro).

Con la Delibera 130/2022, l'Autorità di Regolazione dei Trasporti (ART) ha concluso il procedimento per la definizione degli schemi dei bandi relativi alle gare per l'assegnazione del servizio di ricarica elettrica presso stazioni di rifornimento e aree di sosta in autostrade da parte dei concessionari autostradali. Il provvedimento interessa sia le nuove concessioni sia quelle in essere e prevede la realizzazione di infrastrutture di ricarica ad alta potenza e l'affidamento del servizio ad almeno due CPO per ogni area di sosta. La delibera è stata impugnata innanzi al TAR Piemonte da parte dell'Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori (AISCAT).

A maggio 2022 il MiTE ha messo in consultazione lo schema di DM relativo allo stanziamento dei fondi PNRR per lo sviluppo delle IdR al fine di allocare i 741 milioni di euro destinati allo sviluppo di colonnine ultra fast nelle aree extra-urbane (250 kW, 7.500 IdR) e fast nelle aree urbane (100 kW, 13.755 IdR). Le risorse verranno assegnate tramite procedure competitive (una all'anno nel periodo 2023-2024), con il primo bando che si aprirà nel 2023. Sarà previsto un contingente separato per l'allocatione delle risorse rimanenti (circa 20 milioni di euro) destinate alla realizzazione di IdR con elevato carattere di innovazione (in primis l'utilizzo di sistemi di accumulo).

¹⁷ In data 1° luglio A2A Calore e Servizi S.r.l. ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento del Decreto Direttoriale 3 maggio 2022, contestando l'illegittima esclusione del calore cogenerato dalla formula che calcola il risparmio energetico ai fini del rilascio dei CB e ritenendo che, in tal modo, sia stata depotenziata la previsione del DM 21 maggio 2021 che vorrebbe incentivare l'allaccio di nuove utenze a reti TLR. Per la società, infatti, il calore cogenerato rappresenta la componente prevalente rispetto alle altre tipologie di produzione del calore.

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

Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3)

La Delibera 580/2019/R/idr ha approvato il Metodo Tariffario Idrico (MTI-3) per il terzo periodo regolatorio (2020-2023), definendo le regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento nonché i limiti agli incrementi tariffari applicabili (ridotti rispetto ai livelli massimi previsti nel precedente periodo regolatorio). La successiva Delibera 639/2021/R/idr ha definito le regole per l'aggiornamento biennale infra-periodo 2022-2023: in particolare la componente a copertura del costo degli oneri finanziari e fiscali scende al 4,8% (vs il 5,4% precedentemente in vigore).

La Delibera 229/2022/R/idr ha rivisto taluni criteri per l'aggiornamento 2022-2023 in ottemperanza ad alcune ordinanze del TAR Lombardia afferenti al riconoscimento dei costi dell'energia elettrica. Il metodo tariffario prevede il riconoscimento nell'anno "n" dei costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica nell'anno "n-2": non si tratta di un mero piè di lista ma la verifica avviene rispetto ad un cap calcolato da ARERA tenuto conto di un costo medio di settore dell'energia elettrica. Tale cap è pari a 0,1543 €/kWh per il 2020 (tariffe 2022) e a 0,1618 €/kWh per il 2021 (tariffe 2023).

I principali impatti legati alla straordinaria entità dei costi energetici per i gestori del Gruppo A2A sono i seguenti:

- A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha richiesto con apposita istanza il riconoscimento in tariffa della componente Op_{EE}^{exp} per un valore di 4,5 milioni di euro per entrambe le annualità 2022-2023;
- Lereti S.p.A. per l'annualità 2021 (tariffe 2023) ha richiesto con apposita istanza il riconoscimento della componente *costi per variazioni sistemiche per il verificarsi di eventi eccezionali nel rispetto del principio del full cost recovery* e del mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario. Le quantificazioni per entrambi gli ambiti gestiti sono le seguenti: ATO Varese 0,81 milioni di euro e ATO Como 0,42 milioni di euro.

Resta confermato quanto già introdotto dalla Delibera 580/2019/R/idr che aveva previsto:

- la modifica del riconoscimento degli oneri finanziari sui Lavori in Corso (LIC): esclusi dal riconoscimento in tariffa i LIC con saldi invariati da più di 4 anni ed applicazione ai LIC di un tasso più basso rispetto alle immobilizzazioni già entrate in esercizio e decrescente nel tempo;
- la redazione, in aggiunta al Piano degli Interventi, di un Piano per le Opere Strategiche (POS) 2020-2027 che riporta gli interventi infrastrutturali

dedicati ad opere complesse con vita utile maggiore/uguale a 20 anni prioritarie per la qualità del servizio. I LIC delle opere contenute nel POS beneficiano di un riconoscimento tariffario completo (e non decrescente);

- la modifica delle vite utili regolatorie per i cespiti entrati in esercizio dal 2020, suddividendo i cespiti tra acquedotto, fognatura, depurazione ed attività comuni ed associandoli al relativo macroindicatore della qualità tecnica e commerciale;
- l'introduzione di un incentivo per le misure messe in atto dal gestore tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura;
- lo scorporo, nel calcolo dei conguagli delle "altre attività idriche", delle attività legate ad obiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, per le quali è riconosciuto al gestore uno sharing pari al 75% della differenza tra i ricavi e i costi sostenuti. I benefici di questo "incentivo" troveranno applicazione nelle tariffe 2022 (a+2);
- l'applicazione ai LIC ordinari, per gli anni 2020 e 2021, del tasso riconosciuto alle immobilizzazioni riferite alle opere contenute nel POS.

Di seguito lo stato di avanzamento degli aggiornamenti tariffari 2022-2023:

- A2A Ciclo Idrico S.p.A.: ARERA, considerato il mancato invio da parte di EGA dell'aggiornamento tariffario entro il 30 aprile 2022, in data 28 ottobre ha diffidato ad adempiere alla trasmissione dei dati entro 30 giorni. In data 25 novembre la società ha trasmesso ad ARERA e all'EGA la proposta tariffaria 2022-2023 redatta nell'ipotesi di subentro da parte di Acque Bresciane S.r.l. nelle gestioni aggregate e scadute previa corresponsione del VR al 31 dicembre 2021 con successivo conguaglio dei costi. Sono oggi al vaglio dell'Autorità le approvazioni tariffarie trasmesse che prevedono le seguenti variazioni: -0,14% per il 2022 e +1,15% per il 2023;
- Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. (ASVT S.p.A.): i costi riconosciuti saranno inseriti nella proposta tariffaria 2022-2023 di Acque Bresciane S.r.l.. Il gestore per il 2022 sta applicando le medesime tariffe approvate per il 2021;
- Lereti S.p.A.: come deliberato dagli EGA competenti, applicherà i seguenti incrementi tariffari:
 - Ambito di Varese: + 5,5% per il 2022 e + 4,93% per il 2023 (Delibera del CdA dell'EGA n. 78/2022);
 - Ambito di Como: + 8,45% per il 2022 e + 8,45% per il 2023 (Delibera del CdA dell'EgA n. 3/2023).

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) Anno 2022	RAB 2020 (residua netta) (sottesa alle tariffe 2022)
A2A Ciclo Idrico S.p.A.*	81 (al netto di 26 Comuni)	341,2 (a perimetro intero)
Lereti S.p.A. - COMO	17,9	48,3
Lereti S.p.A. - VARESE	31,5	44,9

* Valori di VRG e RAB provvisori in attesa delle approvazioni tariffarie 2022-2023.

Infine, la Delibera 52 del CdA dell'EGA di Como del 21 dicembre 2021 ha riconosciuto alle Lereti S.p.A. un importo pari a 15,3 milioni di euro a titolo di partite pregresse relative al periodo 2010-2011 a copertura del mancato riconoscimento tariffario, protratto nel tempo, di parte delle infrastrutture realizzate dalla società ante 2012, non accogliendo tuttavia la medesima istanza di riconoscimento presentata per il periodo 2001-2009. Con successiva Delibera del 5 luglio, il CdA dell'EGA ha adottato le Linee Guida contenenti le modalità di fatturazione delle partite pregresse che verranno addebitate in 5 anni, a decorrere dal 2022, al fine di graduare l'impatto sull'utenza (da concludersi entro il 2026, data di scadenza della concessione del servizio con il Comune di Como).

Ricorsi verso le approvazioni delle proposte tariffarie 2020-2023

A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha presentato ricorso al TAR di Brescia per l'annullamento della predisposizione tariffaria MTI-3 approvata dal Consiglio Provinciale nel 2021, contestando il perimetro dei costi (di capitale e operativi) riconosciuti in quanto non sarebbe stata inclusa la totalità dei comuni gestiti dalla società.

Lereti S.p.A., relativamente all'ambito di Como, ha presentato ricorso al TAR in data 23 marzo 2021 a causa della mancata conclusione dell'istruttoria in merito alle partite pregresse. Analoga impugnativa è stata predisposta verso la Delibera 52 del CdA dell'EGA del 21 dicembre 2021 al fine di ottenere il pieno riconoscimento di tutti gli importi spettanti a titolo di partite pregresse anche relativamente al periodo 2001-2009. È stata impugnata anche la successiva Delibera che ha approvato le Linee Guida per la fatturazione. Ad oggi si rimane in attesa della pubblicazione della sentenza, a valle della discussione del ricorso tenutasi in data 11 gennaio 2023.

Cessione delle gestioni aggregate e scadute di A2A Ciclo Idrico S.p.A. e di ASVT S.p.A. ad Acque Bresciane S.r.l.

Ai sensi del framework regolatorio definito da ARERA¹⁸ nei casi di cessione degli affidamenti del SII, facendo seguito alla richiesta dell'EGA di Brescia in ordine al processo di cessione delle gestioni aggregate e scadute da parte di A2A Ciclo Idrico S.p.A. e ASVT S.p.A. ad Acque Bresciane S.r.l., le due società hanno provveduto a trasmettere la proposta di quantificazione

del Valore Residuo (VR) all'EGA in data 13 maggio per l'attività di validazione e per la successiva trasmissione ad ARERA. L'EGA ha validato le proposte (Delibera n. 16/2022 per A2A Ciclo Idrico S.p.A. e n. 17/2022 per ASVT S.p.A.) e in data 17 giugno ha trasmesso ad ARERA per l'approvazione le relazioni contenenti le determinazioni dei VR quantificati al 31 dicembre 2021 per la conseguente approvazione. Tali valori saranno aggiornati a valle di una successiva istruttoria al 31 dicembre 2022.

SOCIETA'	N. COMUNI	VR (milioni di euro)
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	21: Gestioni Aggregate*	63,7
	5: Gestioni Scadute**	
ASVT S.p.A.	15: Gestioni Scadute**	42,2

* La Delibera dell'EGA n.4 del 21 dicembre 2007 aveva approvato le linee d'indirizzo che consentivano ai Comuni con gestioni in economia di aggregare il SII al gestore operante nel subambito di riferimento ovvero A2A Ciclo Idrico S.p.A..

** Concessioni scadute anche oltre il 31 dicembre 2021.

In data 3 agosto ARERA ha comunicato che l'approvazione del VR avverrà in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023, in quanto solo in quel momento l'Autorità avrà piena contezza degli impatti economici della gestione e dei relativi effetti sulle utenze.

In data 28 ottobre, essendo decorso il termine del 30 aprile 2022 per l'invio dell'aggiornamento tariffario da parte di EGA ad ARERA ai sensi della Delibera 580/2019/R/idr, poiché non risultavano pervenute le comunicazioni di istanza di aggiornamento da parte dei gestori, ARERA ha proceduto ad inviare diffida ad adempiere alla trasmissione dei dati entro i successivi 30 giorni.

In data 25 novembre 2022 le società del Gruppo A2A hanno proattivamente provveduto a trasmettere ad ARERA e all'EGA le proposte tariffarie 2022-2023, in coerenza con i valori di subentro al 31 dicembre 2021 sopraindicati, salvo conguaglio delle componenti economiche e patrimoniali per il periodo di gestione spettante al soggetto cessante intervenuto fino alla data di subentro gestionale.

In data 4 gennaio 2023, l'Ufficio d'Ambito di Brescia ha preso atto dello slittamento del termine delle tempistiche di subentro, disponendo che:

- l'aggiornamento della predisposizione tariffaria è subordinato all'approvazione formale dei subentri e dei relativi accordi societari;
- tutte le operazioni inerenti al subentro delle gestioni dovranno realizzarsi e completarsi entro il 31 dicembre 2023;
- l'Ufficio d'Ambito avvierà nel corso del 2023 le attività di aggiornamento del valore di subentro tenuto conto degli investimenti realizzati nel corso dell'anno 2022 dalle Società A2A e ASVT e dell'ulteriore attività che sarà svolta fino all'effettivo passaggio della titolarità delle gestioni.

¹⁸ La Delibera 656/2015/R/idr - Allegato A definisce la procedura di subentro e, ai sensi dell'art. 12.1, esplicita che tale disciplina si applica ai soli gestori del SII salvaguardati che abbiano esercitato il servizio "in base ad un affidamento in conformità dell'art. 172, comma 2, del D.Lgs. 152/06" mentre la Delibera 580/2019/R/idr indica i criteri della quantificazione del VR. La procedura di subentro si articola nelle seguenti fasi:

- almeno 18 mesi prima della scadenza della concessione, l'EGA avvia le procedure di subentro e verifica la piena rispondenza tra i beni strumentali e loro pertinenze;
- entro 60 gg dall'avvio della procedura dell'EGA, il gestore fa una proposta di quantificazione del VR;
- entro 60 gg dal ricevimento della proposta del gestore, l'EGA delibera il valore definitivo del VR;
- entro 60 gg dal ricevimento della proposta di EGA, ARERA approva il VR;
- prima di 90 gg dalla data di subentro, il gestore entrante corrisponde il VR all'uscente e, a valle del pagamento, avvia il trasferimento dei beni.

Cessione della gestione scaduta del Comune di Cernobbio da parte di Lereți S.p.A. a Como Acqua S.p.A.

Lereți S.p.A., ai sensi della Delibera 656/2015/R/ldr e facendo seguito alla richiesta dell'EGA di Como in ordine alla cessione del Comune di Cernobbio a Como Acqua S.p.A., ha trasmesso la proposta di quantificazione del VR all'EGA per la validazione ed il successivo invio ad ARERA.

La Delibera n. 73 del 20 dicembre 2022 dell'EGA di Como ha concluso l'iter istruttorio in merito alla determinazione del VR di Cernobbio, quantificandolo pari a 2,5 milioni di euro al 31 dicembre 2021 ed inviandolo ad ARERA per l'approvazione finale.

Ai sensi dell'accordo sottoscritto tra le parti, Como Acqua S.p.A. è subentrato a Lereți S.p.A. nella gestione del servizio acquedotto di Cernobbio a partire dal 1° gennaio 2023, previa presentazione di fidejussione bancaria e con successiva liquidazione del VR differita al 28 febbraio 2023. Con l'approvazione definitiva del VR e dei conguagli relativi ai costi aggiornabili e conguagliabili da parte di ARERA, Como Acqua S.p.A. provvederà a conguagliare tale valore a Lereți S.p.A..

Integrazione della disciplina in materia di misura del SII (TIMSII)

La Delibera 609/2021/R/ldr ha aggiornato la regolazione della misura del SII (TIMSII) prevedendo l'introduzione di obblighi di tutela per le utenze interessate da problematiche di perdite occulte (anche tenuto conto del potenziale contributo che potrebbe derivare dall'impiego di nuovi strumenti di misura dotati di dispositivi di water smart metering), il rafforzamento delle previsioni in materia di raccolta dei dati di misura e di telelettura, nonché la promozione di misure atte a consentire ai titolari di unità abitative (cd "utenti indiretti" sottesi ad utenze condominiali) di disporre di dati di consumo e di informazioni individuali. In particolare, il provvedimento ha stabilito:

- dal 1° gennaio 2022: l'introduzione di indicatori di "Efficacia del servizio di misura", integrando l'indicatore M1 della Delibera 917/2017/R/ldr (RQTI) e relativo obbligo di monitoraggio e comunicazione all'Autorità;
- dal 1° gennaio 2023: l'introduzione di "standard specifici" di rafforzamento delle tutele dell'utenza per quanto riguarda il servizio di misura;
- dal 1° gennaio 2022: la definizione delle "perdite occulte" come le perdite idriche a valle del misuratore sugli impianti di responsabilità dell'utente. Si tratta di perdite non affioranti e non rintracciabili con le operazioni di normale diligenza richiesta all'utente per il controllo dei beni di proprietà e per tali fattispecie sono introdotte a livello nazionale tutele minime per gli utenti;

- entro il 30 giugno 2022: al fine di aumentare la consapevolezza dei consumi in caso di utenze raggruppate (condominiali), i Gestori hanno l'obbligo di:
 - comunicare agli utenti indiretti almeno una volta all'anno, informazioni circa le modalità di contatto del proprio Gestore e sull'articolazione tariffaria approvata (con indicazione delle modalità per comunicare la numerosità del nucleo familiare);
 - mettere a disposizione dell'utenza condominiale o dell'amministratore di condominio uno strumento di calcolo per la ripartizione dell'unica bolletta condominiale sulla base delle unità immobiliari e del loro consumo (effettivo o stimato);
 - richiedere formalmente all'amministratore di condominio o al referente dell'utenza raggruppata l'effettiva numerosità dei componenti il nucleo familiare (esclusivamente nei casi in cui il Gestore non sia riuscito ad ottenere l'informazione neanche a seguito di richiesta formale, la tariffa domestica residenziale dovrà essere calcolata sulla base del criterio pro capite standard);
- entro il 31 dicembre 2023: il Gestore è tenuto ad attribuire un codice identificativo unico e geolocalizzato per ogni utenza contrattualizzata.

Applicazione del meccanismo incentivante della qualità tecnica (RQTI): risultati finali 2018-2019

La Delibera 183/2022/R/ldr ha approvato i risultati relativi alla prima applicazione del meccanismo incentivante dei premi e penalità relativi alla qualità tecnica del SII (RQTI) per le annualità 2018-2019. Il sistema, avviato nel 2018 da ARERA, ha permesso di codificare i risultati raggiunti in questi anni da 203 gestori che complessivamente coprono l'84% della popolazione nazionale. Analizzando i dati l'Autorità ha potuto assegnare un premio a chi ha raggiunto, mantenuto e migliorato gli obiettivi prefissati ed una penalità negli altri casi.

L'ammontare di risorse dedicate alle premialità è raccolto in bolletta tramite la componente UI2 (destinata alla promozione della qualità dei servizi acquedotto, fognatura e depurazione) che per il 2018 ammontava complessivamente a circa 63,2 milioni di euro e per il 2019 a circa 72,16 milioni di euro. Le penalità sono state pari a 3,9 milioni di euro per il 2018 e a 5,9 milioni di euro per il 2019.

Per quanto attiene alle modalità applicative:

- le premialità sono state erogate dalla CSEA;
- le penalità, comminate in caso di mancato miglioramento o di mancato raggiungimento degli obiettivi, determinano degli importi che dovranno essere accantonati ed utilizzati per il conseguimento degli obiettivi stabiliti, secondo quanto previsto al comma 29.1 della RQTI.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

Nella tabella i risultati delle società del Gruppo A2A:

migliaia di euro	PREMI (2018-2019)	PENALITA' (2018-2019)
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	357	428
ASVT S.p.A.	1.367	43
Lereti S.p.A. - COMO	N.A.*	N.A.*
Lereti S.p.A. - VARESE	413	2

* ARERA ha escluso dal meccanismo incentivante Lereti S.p.A. nell'ATO Como a causa del ritardo nell'invio dei dati di qualità tecnica dell'anno base (2016-2017), da effettuarsi ai sensi della Delibera 918/2017/R/idr, all'interno dell'aggiornamento infra-periodo della predisposizione tariffaria 2018/2019.

Finanziamenti pubblici agli investimenti nel SII: Legge di Bilancio 2018 e Fondi PNRR

L'art. 1, comma 516, della [Legge di Bilancio 2018](#) dispone che, ai fini della realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi alla siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "Piano nazionale di interventi nel settore idrico", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi». Gli interventi sono segnalati dagli EGA all'ARERA e sono finanziati con risorse pubbliche.

Il DPCM 1° agosto 2019 recante *"Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico - sezione acquedotti"* ha approvato 26 interventi per un importo complessivo di 80 milioni di euro per le due annualità 2019 e 2020: tra gli interventi è incluso anche quello relativo alla realizzazione della rete acquedotto, fognatura e depurazione per il Comune di Calvisano (BS) gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A. per un importo pari a 7,6 milioni di euro. A fronte di un contributo incassato nel 2021 di 5,3 milioni di euro, la Delibera ARERA 582/2021/R/idr ha autorizzato la CSEA ad erogare una quota di finanziamento pari a 1,17 milioni di euro incassati nel 2022 (la quota di finanziamento ancora da erogare è pari a circa 1,1 milioni di euro).

Il [DM MIMS n. 517 del 16 dicembre 2021](#) ha allocato le risorse del PNRR destinate a potenziare, completare ed effettuare la

manutenzione straordinaria delle infrastrutture di derivazione, stoccaggio e fornitura idrica primaria in tutto il Paese, così da migliorare la qualità dell'acqua e garantire la continuità dell'approvvigionamento nelle importanti aree urbane e nelle grandi aree irrigue.

Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. è risultata aggiudicataria di 27 milioni di euro su una dotazione finanziaria complessiva di 2 miliardi di euro, per un progetto relativo alla realizzazione dell'acquedotto comprensoriale dell'Alta e Media Valle Trompia.

Art. 14 del DL Aiuti bis in tema di rafforzamento della governance del SII nel Mezzogiorno

In considerazione dello stato di criticità del SII in alcune regioni del Mezzogiorno, ARERA ha segnalato a Governo e Parlamento la necessità di interventi normativi di modifica delle vigenti previsioni legislative per accelerare l'affidamento delle gestioni in queste aree al fine anche di essere compliant con le riforme necessarie ad ottenere i fondi PNRR (Segnalazione ARERA 331/2021/I/idr).

In queste zone permangono, infatti, rilevanti criticità che confermano il persistere del water service divide proprio dove è maggiore il deficit infrastrutturale (aree in cui gli EGA non sono nemmeno costituiti o se costituiti non risultano operativi, aree con la presenza di piccole gestioni comunali in economia o di gestori in house a cui è stato affidato il servizio ma che mostrano difficoltà di pianificazione e operatività nella realizzazione delle infrastrutture).

L'articolo 14 del DL Aiuti bis recepisce i contenuti della Segnalazione ARERA: in particolare, il legislatore ha previsto un intervento volto a fissare un termine perentorio per la conclusione dei processi di affidamento (6 febbraio 2023) e in caso di perdurante inerzia, su proposta del Presidente del Consiglio o del MASE, il Consiglio dei Ministri adotta i provvedimenti necessari, anche incaricando un soggetto interamente pubblico (Invitalia) all'affidamento della gestione del SII in via transitoria per un periodo massimo di 4 anni (rinnovabile). Invitalia potrà bandire gare rivolte a soggetti con esperienze industriali e gestionali in ottica di rilancio del settore.

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del settore teleriscaldamento/ teleraffrescamento

Gli articoli 9, 10 e 16 del D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica hanno attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione e controllo anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure su aspetti specifici non trattandosi di una vera e propria regolazione tariffaria. Le attribuzioni riguardano, infatti, 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. All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, fatturazione, accesso ai dati di consumo allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

[La Delibera 548/2019/R/tlr ha definito, per il periodo 1° gennaio 2021 - 31 dicembre 2023 la regolazione della qualità tecnica \(RQTT\) con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, introducendo obblighi sul pronto intervento, sulla gestione delle interruzioni \(con uno specifico standard generale di qualità\) e delle dispersioni nonché obblighi di registrazione delle informazioni relative alla sicurezza e alla qualità per le comunicazioni all'Autorità. Lo scopo è quello di garantire un maggior grado di tutela degli utenti e favorire la diffusione del servizio attraverso un progressivo incremento delle performance del settore con la definizione di standard minimi a livello nazionale.](#)

La Delibera 478/2020/R/tlr ha definito per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2024 la regolazione della misura (TIMT), introducendo obblighi di servizio e standard di qualità in materia di misura dell'energia fornita agli utenti con la definizione di frequenze minime di lettura, obblighi di comunicazione delle rilevazioni da parte dei Gestori, obbligo di autolettura, definizione delle modalità di calcolo per la stima e la ricostruzione dei consumi e regole per l'archiviazione dei dati.

La Delibera 537/2020/R/tlr ha esteso, a far data dal 1° luglio 2021, anche al settore del teleriscaldamento il sistema di tutele per la trattazione dei reclami e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie con gli utenti finali già attive negli altri settori regolati. Sono stati introdotti due livelli di tutela: uno base che prevede l'estensione del servizio di contact center dello Sportello per il consumatore Energia e Ambiente anche al teleriscaldamento e un secondo livello che permette agli utenti di attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità.

L'Allegato A della Delibera 463/2021/R/tlr ha aggiornato per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 la regolazione in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso (TUAR). L'Autorità ha razionalizzato ed armonizzato i contenuti dei diversi testi integrati (TITT, RQTT e TIMT) in vigore dal 1° gennaio 2022. L'Allegato B alla medesima Delibera approva il Testo Unico per la classificazione dimensionale degli esercenti il servizio per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 (TUD), definendo obblighi differenti in base alle soglie dimensionali che rimangono invariate ma vengono determinate solo mediante la potenza convenzionale. La classificazione dell'utente (rilevante per l'erogazione degli indennizzi o l'esclusione dalla regolazione) avverrà, invece, sulla potenza contrattuale. Infine, tutte le raccolte dati da inviare ad ARERA riguardanti il rapporto contrattuale con l'utente (tra cui la misura) ed i prezzi sono accorpate in un'unica scadenza al 30 giugno, mentre la raccolta dati sulla qualità tecnica è traslata al 30 settembre di ciascun anno.

La Delibera 526/2021/R/tlr ha aggiornato per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 le disposizioni in materia di qualità commerciale (RQCT). Al fine di razionalizzare la disciplina è stato disposto il trasferimento nella RQCT delle disposizioni in materia di preventivo per l'allacciamento, di obblighi informativi all'utente in caso di richiesta di disattivazione o di scollegamento mentre le definizioni di pronto intervento sono state inserite nella RQTT e nel TITT. Vengono integrati gli elementi minimi da registrare per le prestazioni di preventivazione dei lavori, includendo le date di inizio e fine delle eventuali sospensioni per attività (autorizzazioni o lavori) a cura del richiedente

e le date di richiesta e di ottenimento degli atti autorizzativi, anche al fine di ridurre le possibili contestazioni sul rispetto dello standard di qualità. Infine, è stata prevista l'applicazione di uno standard specifico agli "scollegamenti" ed "esecuzione lavori complessi" con relativo indennizzo automatico e meccanismo di escalation.

La Delibera 80/2022/R/tlr ha avviato un'indagine conoscitiva sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del teleriscaldamento per il periodo 1° gennaio 2020 - 31 marzo 2022. Scopo dell'indagine è stato quello di acquisire elementi informativi utili per valutare le metodologie di determinazione dei prezzi applicate dagli esercenti (sulla base del criterio del costo evitato ovvero del cost plus) e valutare l'opportunità di introdurre una regolazione ex ante delle tariffe.

La Delibera 547/2022/R/tlr ha chiuso l'indagine conoscitiva da cui emerge in particolare che:

- il gas naturale pesa per il 69% nel mix delle fonti energetiche utilizzate nei sistemi di produzione;
- nell'83% delle offerte, il prezzo è determinato facendo riferimento al costo evitato di una caldaia a gas (con ampia discrezionalità sulla definizione del rendimento che in molti casi ha portato a livelli di prezzo del teleriscaldamento più elevati del corrispondente servizio alternativo);
- l'incremento del prezzo del gas ha causato un incremento dei ricavi direttamente proporzionale anche nel settore del teleriscaldamento perché gli operatori utilizzano indicizzazioni legate all'andamento delle quotazioni del gas. Tale crescita dei prezzi di fornitura ha però caratterizzato anche le reti che impiegano fonti energetiche con bassi costi variabili (rifiuti e geotermico) senza un corrispondente aumento dei costi variabili di produzione. La divaricazione tra il livello di costi e ricavi ha determinato una crescita dei margini destinati alla remunerazione del capitale;
- il funzionamento del mercato è caratterizzato da due macro-criticità (ex ante ed ex post): la difficoltà per l'utente di comparare il prezzo del servizio del teleriscaldamento con il prezzo di servizi di climatizzazione alternativi e l'eventuale presenza di significativi switching costs.

A seguito di tali risultanze con la successiva Segnalazione 568/2022/I/tlr l'Autorità ha presentato all'attenzione di Governo e Parlamento l'opportunità di modificare il quadro normativo nel settore proponendo di:

- introdurre una regolazione cost reflective dei prezzi;
- definire i criteri generali per la determinazione delle tariffe, comprensivi delle modalità di recupero dei costi di capitale e dei costi operativi, nonché i criteri di separazione contabile per l'attribuzione dei costi comuni a più attività.

6.1
Business Unit
Generazione
e Trading

6.2
Business Unit
Mercato

6.3
Business Unit
Ambiente

6.4
Business Unit
Smart
Infrastructures

La garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe, secondo l'Autorità, assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio. Per limitare gli impatti degli incrementi di prezzo sugli utenti, l'Autorità ha proposto anche di:

- applicare al settore del teleriscaldamento, in via transitoria, un'aliquota IVA ridotta, pari al 5%, in analogia con quanto previsto per il settore del gas naturale¹⁹;
- estendere al settore l'applicazione della disciplina del bonus sociale, senza bisogno di presentare apposita domanda, ai nuclei familiari che si trovano in condizione di "vulnerabilità economica" sulla base dell'ISEE.

La Delibera 710/2022/R/tlr stabilisce i requisiti minimi dei misuratori e modifica il perimetro degli obblighi di lettura includendo i misuratori teleletti con lettura di prossimità (c.d. walk by) ma rinvia al primo semestre 2023 il completamento della disciplina in materia di requisiti minimi dei misuratori sulla base di un'analisi costi-benefici. Nell'ambito di tali analisi

saranno considerate ulteriori proposte di intervento, che includano anche la sostituzione dei misuratori esistenti e l'introduzione dell'obbligo di telegestione delle sottostazioni d'utenza.

Procedure per la qualifica di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti ai sensi del D.Lgs. 199/2021 pubblicate dal GSE a luglio al fine di definire regole e procedure per qualificare le reti di teleriscaldamento efficienti ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. n. 102/2014.

Accesso ai Fondi del PNRR: il DM MiTE 30 giugno 2022 ha definito i criteri per l'allocazione delle risorse del PNRR destinate allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti (200 milioni di euro). Il procedimento si è concluso il 23 dicembre con una richiesta pari a 567 milioni di euro. A2A Calore e Servizi S.r.l. è risultata aggiudicataria di un progetto relativo alla rete di teleriscaldamento di Bergamo (3,8 milioni di euro) mentre Acinque Energy Greenway S.r.l. si è aggiudicata risorse per 11,9 milioni di euro.

Provvedimento sanzionatorio dell'AGCM nei confronti di alcuni operatori attivi nel mercato dei contatori d'acqua (I835)

In data 29 ottobre 2019, l'AGCM ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti delle società G2 S.r.l., Itron Italia S.p.A., Maddalena S.p.A. e WaterTech S.p.A. (successivamente esteso a Sensus Italia S.r.l.) per accertare una presunta intesa restrittiva della concorrenza, posta in essere in occasione di gare pubbliche per la fornitura di contatori d'acqua ai gestori del SII in violazione dell'articolo 2 della Legge 287/90 e dell'articolo 101 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE). In particolare, si è ipotizzata l'esistenza di un'intesa spartitoria tra tali società (che almeno dal 2015 avrebbero limitato il confronto concorrenziale tra le stesse) attraverso la definizione concertata

delle modalità partecipative alle procedure ad evidenza pubblica. Il procedimento si è concluso in data 1° febbraio 2022 con l'accertamento e la sanzione della condotta addebitata alle imprese (intesa orizzontale segreta e per oggetto, unica, complessa e continuata), la quale avrebbe condizionato un numero consistente di gare indette tra il 2011 e il 2019 da vari gestori del SII attivi in Italia, tra cui A2A Ciclo Idrico S.p.A. la quale si è subito attivata per porre in essere le più opportune misure volte a tutelare i propri interessi. Avverso tale decisione di AGCM, le parti sanzionate hanno proposto ricorso dinanzi al TAR Lazio.

Acquisizione del controllo di SEA Energia S.p.A. da parte di A2A Calore & Servizi S.r.l.

In data 31 maggio 2022 è stata notificata all'AGCM l'operazione di concentrazione che vede l'acquisizione da parte di A2A Calore & Servizi S.r.l. dell'intero capitale sociale di SEA Energia S.p.A., in forza del quale SEA Energia S.p.A. riceverà l'affidamento dei contratti di somministrazione a SEA S.p.A. (aggiudicati ad A2A Calore & Servizi S.r.l. a valle di una gara) dell'energia termica e frigorifera e dell'energia elettrica prodotte dalle centrali site presso gli aeroporti di Milano Linate e Malpensa.

AGCM, in data 21 giugno 2022, con l'adozione del provvedimento n. 30208 ha deliberato di non procedere all'avvio dell'istruttoria sull'operazione in quanto essa non dà luogo a costituzione o rafforzamento di una posizione dominante, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza. L'operazione si è perfezionata in data 28 settembre 2022 e la società acquisita ha assunto il nome di A2A Airport Energy S.p.A..

¹⁹ La proposta di un'aliquota IVA ridotta è stata accolta all'interno della Legge di Bilancio 2023 per il I trimestre 2023.

Rischi e incertezze

Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di assessment e reporting dei rischi ispirato alla metodologia dell'Enterprise Risk Management del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO report), alle best practice in ambito Risk Management ed in compliance con il Codice di Autodisciplina dalla Consob, che recita: *"...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi..."*.

Il Gruppo ha inoltre 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 le 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.

Il processo ERM supporta anche le certificazioni ISO 9001 sulla Qualità, ISO 14001 sull'Ambiente e ISO 45001 sulla Salute e Sicurezza dei lavoratori delle società del Gruppo.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

Le tensioni geo-politiche collegate alla crisi tra Russia e Ucraina e l'emergenza sanitaria, avendo possibili ricadute su più di una tipologia di rischio, vengono trattate in questa sezione di apertura.

Impatti conflitto Russia-Ucraina

Il conflitto in atto fra la Russia e l'Ucraina ha acuito una crisi dei mercati energetici già in atto nel 2021, legata alla ripresa post-pandemia e alla grave scarsità di materie prime, comportando un ulteriore aumento dei prezzi delle commodities energetiche e della loro volatilità. Oltre agli impatti diretti sulla produzione e vendita di energia elettrica e gas, tale aumento dei prezzi ha portato ad un incremento generalizzato dell'inflazione con particolare riferimento ai prezzi dei derivati del petrolio e dei prodotti alimentari, nonché tensioni sui mercati finanziari, sulla solvibilità di alcune controparti e sulla sicurezza dell'infrastruttura informatica per un possibile incremento di cyber-attacchi. Inoltre, le recenti misure governative hanno introdotto contributi straordinari sui risultati economici delle società energetiche destinandoli, in particolare, al finanziamento di interventi a tutela delle imprese nazionali e delle famiglie. Non è escluso che tali misure, del tutto estemporanee sul 2022 e sui primi mesi del 2023, possano essere ulteriormente prorogate. Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'attività industriale di generazione di vettori energetici e della loro commercializzazione all'ingrosso, sta gestendo la volatilità del prezzo del gas e dell'energia elettrica sia attraverso il monitoraggio dei limiti di esposizione al rischio commodity sia attraverso l'ottimizzazione delle strategie di acquisto e vendita. Si segnala inoltre che il Gruppo, nelle sue attività di approvvigionamento gas, opera principalmente su piattaforme. Il Gruppo A2A ha attivato, inoltre, analisi congiunte con il gestore della rete elettrica per definire possibili modalità di massimizzazione della produzione di energia elettrica da combustibili diversi dal gas naturale e si è dotata di spazio di stoccaggio di gas in accordo con quanto previsto dalla strategia di copertura definita a livello nazionale. Con riferimento all'aumento generalizzato dell'inflazione il Gruppo A2A sta rilevando incrementi di costo nello svolgimento delle attività operative (es. costi di cantiere, costi del trasporto dei rifiuti, costi dei processi di trattamento dei rifiuti); si segnala inoltre la difficoltà nel reperimento di alcuni materiali nelle ordinarie tempistiche. Per far fronte a tale situazione, si sta procedendo ove possibile ad adeguamenti automatici dei listini, all'aumento delle scorte dei materiali più difficilmente reperibili e all'incremento del portafoglio fornitori.

Con riferimento alla solvibilità di alcune controparti l'aumento del prezzo delle commodities ha determinato l'incremento delle esposizioni creditizie verso i clienti (anche in ipotesi di costanza di volumi): il rischio di credito viene gestito tramite una Credit Policy che prevede verifiche preliminari, coperture assicurative, richieste di garanzie, deroghe nonché la gestione dei termini di pagamento, interessi e piani di rientro. La Posizione Finanziaria Netta ha risentito degli effetti del conflitto: l'incremento dei prezzi delle commodities unito alla maggior richiesta di piani di rateizzazione da parte dei clienti ha determinato una crescita del Capitale Circolante Netto, in particolare della BU Mercato. Tale crescita è stata calmierata grazie ad una proattiva gestione dello stesso. Ad oggi non si segnalano peggioramenti legati all'aumento della delinquency di credito.

Con riferimento a possibili tensioni sui mercati finanziari, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo,

supportata anche da linee di back up sia committed che uncommitted (al 31 dicembre 2022 pari a 2,4 miliardi di euro), ha permesso di gestire le posizioni sul mercato delle commodities, gli incrementi temporanei di circolante dovuti alla crescita dei prezzi ed ai piani di rateizzazione concessi ai clienti e le richieste di marginazione (cash collateral) da parte delle clearing houses a garanzia dell'operatività in derivati su commodities. Nel corso dell'anno A2A ha collocato con successo tre prestiti obbligazionari in formato ESG per un totale di 1,75 miliardi di euro, anticipando così parzialmente le esigenze di funding del 2023. In aggiunta, sono state sottoscritte linee di credito bilaterali di medio termine per 500 milioni di euro, oltre che linee di credito revolving di importo complessivo pari a 560 milioni di euro con finalità di back-up, il tutto a conferma della capacità del Gruppo di accedere ai mercati dei capitali e bancari. Tale rafforzamento della posizione di liquidità del Gruppo è proseguito anche nei primi mesi del 2023: A2A ha dapprima collocato un nuovo Green Bond per 500 milioni di euro a sostegno degli investimenti previsti nel nuovo Piano Industriale e successivamente incrementato le linee di credito committed con una nuova operazione bilaterale da 100 milioni di euro. Infine, in relazione all'elevata allerta per gli attacchi cyber, il Gruppo ha attivato un canale con i vertici della Sicurezza Nazionale per l'interscambio di informazioni, accelerando il programma di messa in sicurezza degli endpoint con strumenti di protezione avanzata dai malware; è stato altresì condotto un assessment per determinare il grado di vulnerabilità dei servizi di A2A esposti su internet e il grado di esposizione alle tecniche e tattiche di attacco dei gruppi criminali ed hacker.

Le ricadute di tale contesto e delle possibili evoluzioni sono state tenute in considerazione nella valutazione dei rischi sia nell'identificazione di specifiche tematiche di rischio che nell'incremento ed evoluzione dei fattori di rischio maggiormente impattati.

Emergenza sanitaria virus COVID-19

Con riferimento all'emergenza Coronavirus si segnala che sono state attuate misure di gestione della crisi nonché l'identificazione di adeguate mitigation prospettiche legate al rischio di estensione temporale dell'emergenza.

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un crisis plan di Gruppo che identifica il sistema organizzativo, le attività e le procedure necessarie per fare fronte agli eventi che hanno portato alla dichiarazione di crisi, con lo scopo di tutelare le risorse umane interne ed esterne al Gruppo A2A, contenere i danni materiali e immateriali e garantire la corretta gestione dei flussi comunicativi verso l'esterno e la continuità dei servizi offerti, riorganizzando in tempi rapidi le normali condizioni di operatività e salvaguardando la reputazione aziendale.

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.

La recente release di Piano Industriale conferma gli ambiziosi target di crescita delineati negli anni precedenti, principalmente in tema di economia circolare (recupero materia ed energia, valorizzazione del calore altrimenti disperso, preservazione della risorsa idrica) e transizione energetica (sostenimento della crescita nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili, valorizzazione della generazione elettrica degli impianti a ciclo combinato, incremento della base clienti, sostegno alla elettrificazione dei consumi). Tra i principali fattori di rischio che gravano sui diversi ambiti di sviluppo si citano: possibili criticità autorizzative e di contesto territoriale avverso, presenza di rilevanti competitors in grado di ostacolare il conseguimento di quote sui mercati nazionali ed esteri, incertezze sulla evoluzione normativa e regolatoria inerente la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali, rischi di natura commerciale in collegamento ai target di incremento della base clienti definiti nel Piano adottato. Inoltre, le tensioni geopolitiche in atto e la concomitante fase inflattiva hanno determinato un duplice fenomeno: da un lato si riscontrano difficoltà nell'approvvigionamento di taluni materiali che vengono impiegati sia nelle ordinarie attività di esercizio degli impianti nonché di manutenzione, sia presso i cantieri di realizzazione delle iniziative di sviluppo; dall'altro, si assiste ad un notevole e generalizzato incremento dei prezzi di materiali, apparecchiature, macchinari e forniture. Contestualmente, i fornitori di questi materiali richiedono alle Società del Gruppo un adeguamento dei contratti in essere con revisione al rialzo dei relativi prezzi.

Per supportare la realizzazione delle iniziative di sviluppo si evidenziano misure di natura prevalentemente organizzativa, con strutture aziendali focalizzate sull'analisi dei mercati e degli ambiti di sviluppo oggetto del Piano, sulla gestione degli aspetti tecnici ed ingegneristici, sul mantenimento di rapporti improntati a trasparenza e collaborazione con i territori, gli enti e le istituzioni interessate, nonché iniziative di sviluppo commerciale che prevedano anche l'utilizzo di canali e modalità comunicative innovative. Da segnalare il continuo inserimento di risorse professionali che possiedono solide competenze scientifico-tecnologiche (STEM). Per supportare il percorso di crescita sostenibile è in atto un'attività formativa e sono stati individuati i Focal Point per supportare il processo di sempre maggiore integrazione dei principi di sostenibilità

71
Rischi e incertezze

nei processi aziendali, contribuire alla definizione degli obiettivi del Piano di Sostenibilità, promuovere e valorizzare nuovi progetti di sostenibilità e favorire la circolazione di informazioni su tali tematiche. Sul fronte degli approvvigionamenti si opera attraverso una attenta pianificazione dei fabbisogni che tiene in considerazione l'allungamento delle tempistiche di acquisizione, la contrattualizzazione di fornitori di backup, l'aumento delle scorte a magazzino dei materiali strategici quando possibile e, per talune categorie merceologiche, un aggiornamento automatico dei listini agli indici ISTAT.

Rischi normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e del gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come la vendita delle commodities energetiche all'ingrosso e al dettaglio o di altri servizi ai clienti). Inoltre, dal 2018 sono state attribuite all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) le competenze sul ciclo dei rifiuti.

Considerando il contributo delle attività regolate alla marginalità, 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 (ARERA, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, 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.

A tal fine è stata costituita l'apposita struttura organizzativa Affari Regolatori e Concorrenza che opera in stretto legame con le Business Unit e che 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 al fine di gestire in modo coordinato gli impatti.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni regolatorie e normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano le concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito della Legge n. 12/2019 che all'art. 11-quater ha disposto un riordino complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante (per la Regione Lombardia si richiama la Legge Regionale n. 5/2020 come modificata dalla successiva Legge Regionale n. 19/2021);
- l'esito dei ricorsi presentati da alcuni operatori e da un'associazione di categoria per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna S.p.A. che hanno implementato la disciplina del capacity market. Tali ricorsi sono stati respinti a livello europeo e si attende nel corso del 2023 il pronunciamento del TAR Lombardia;
- il rinnovo con cadenza annuale del regime di essenzialità con reintegro dei costi per la centrale di San Filippo del Mela che non permette di avere una visione di medio periodo del futuro del sito;
- le gare inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- 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 agli affidamenti dell'Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. nella provincia di Brescia);
- la certificazione dei risparmi energetici ed il conseguente rilascio di Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti alla mancanza di uno strumento specifico di incentivazione e al potenziale avvio di una regolazione più stringente del settore da parte di ARERA a valle della Segnalazione inviata nel novembre 2022 a Governo e a Parlamento;
- le previsioni della Legge Concorrenza 2017 in materia di cessazione dei regimi di tutela dei prezzi per i clienti domestici dei settori elettrico e del gas la cui data di fine è stata ulteriormente prorogata al 10 gennaio 2024;
- il procedimento istruttorio PS12470 avviato dall'AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. in data 13 dicembre 2022 per presunte variazioni unilaterali del prezzo di fornitura di energia elettrica e di gas naturale in contrasto con l'art. 3 del DL Aiuti bis in materia di sospensione delle modifiche unilaterali dei contratti di luce e gas.

Quanto, infine, ai meccanismi di estrazione dei presunti "extra-profitti" a carico degli operatori energetici attivati dal Governo nel corso del 2022 al fine di reperire risorse per la copertura delle molteplici misure introdotte a tutela dei clienti finali per fronteggiare il "caro energia", si segnala:

- a) l'art. 15 bis del DL Sostegni ter che ha previsto un meccanismo di restituzione a due vie sul prezzo dell'energia elettrica immessa da alcune tipologie di impianti rinnovabili (incluso anche l'idroelettrico esistente), inizialmente dal 1° febbraio 2022 al 31 dicembre 2022 e successivamente esteso al 30 giugno 2023;
- b) l'art. 37 del DL Taglia-Prezzi che ha introdotto una tassa del 25% sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive, riferito al periodo 1° ottobre 2021-30 aprile 2022, rispetto al saldo del corrispondente periodo dell'anno precedente per i soggetti che svolgono attività di produzione di energia elettrica, estrazione gas metano e vendita di vettori energetici. La Legge di Bilancio 2023 ha precisato che il contributo è dovuto se almeno il 75% del volume d'affari del 2021 deriva dalle attività ivi indicate;
- c) la Legge di Bilancio 2023 che, in attuazione del Regolamento UE 2022/1854, ha previsto un contributo di solidarietà sottoforma di imposta straordinaria sull'utile 2022 per i soggetti che producono, importano, distribuiscono o vendono energia elettrica, gas naturale o prodotti petroliferi, nel caso in cui il 75% dei ricavi del periodo d'imposta 2022 derivi da tali attività. L'aliquota è pari al 50% ed è calcolata sull'ammontare della quota del reddito complessivo

determinato ai fini dell'imposta sul reddito delle società relativo al periodo di imposta 2022, che eccede per almeno il 10% la media dei redditi complessivi determinati ai sensi dell'imposta sul reddito conseguiti dal 2018 al 2021;

- d) la Legge di Bilancio 2023 che, in attuazione del Regolamento UE 2022/1854, ha previsto l'applicazione di un tetto ai ricavi di mercato ottenuti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non rientranti nell'ambito di applicazione dell'articolo 15 bis del DL Sostegni ter e da ulteriori impianti alimentati da fonti non rinnovabili (tra cui quelli che trattano rifiuti). Si tratta di un meccanismo di compensazione ad una via, con cap fissato pari a 180 €/MWh, vigente dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023.

Non è escluso che tali misure, del tutto estemporanee sul 2022, possano essere estese anche per tutto il 2023.

Da ultimo si segnala che, considerati i numerosi interventi dell' AGCM sui settori in cui opera il Gruppo A2A (in termini di avvii di istruttorie per abuso di posizione dominante e intese, nonché di indagini conoscitive, richieste di informazioni e moral suasion, in particolare lato tutela del consumatore per presunte pratiche commerciali scorrette nelle attività di vendita retail di energia elettrica e gas, anche in vista del completamento della liberalizzazione) il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato nel 2019 l'adozione del Programma di Compliance Antitrust con la conseguente nomina di un Responsabile per la sua attuazione. Nel corso del 2020 sono stati adottati il Codice di Condotta Antitrust nonché una Linea Guida Antitrust che disciplina le regole di condotta che i dipendenti del Gruppo devono osservare per evitare violazioni della normativa antitrust (documento disponibile sulla intranet aziendale). Nel frattempo, sono proseguite le sessioni di formazione al personale delle varie Business Unit ed è stato attivato uno specifico strumento formativo diffuso a tutto il personale del Gruppo su piattaforma e-learning.

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 riguarda la capacità del Gruppo di far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un "liquidity buffer" sufficiente a far fronte agli impegni inattesi su un determinato orizzonte temporale. Al 31 dicembre 2022 il Gruppo dispone di risorse liquide per complessivi 2.584 milioni di euro, oltre a linee di credito committed e di finanziamento

disponibili ma non utilizzate per complessivi 1.662 milioni di euro.

La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche attraverso un Programma di Emissioni Obbligazionarie (Euro Medium Term Note Programme) sufficientemente capiente da consentire al Gruppo un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 31 dicembre 2022 tale programma ammonta a 6 miliardi di euro, di cui 1.150 milioni di euro ancora disponibili.

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. Non vi è alcuna garanzia che il Gruppo sarà in grado di accedere a finanziamenti a condizioni uguali o migliori di quelle di cui gode attualmente.

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/Rischio rispetto covenants" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono covenants finanziari. Al 31 dicembre 2022, non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei covenants da parte delle società del Gruppo A2A.

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 riguarda sia la porzione di debito esistente a tasso variabile, sia l'eventuale accensione di nuovo debito. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

Per una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo, semestralmente al 31 dicembre e al 30 giugno viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati gli effetti sulla variazione

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 macroeconomico

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei paesi in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo, compromettendone i risultati, le prospettive ed impedendo l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate.

Tutto il 2022 ha risentito fortemente delle conseguenze economiche collegate al conflitto tra Ucraina e Russia, con incremento generalizzato dei prezzi delle commodities, dell'inflazione nonché tensioni sui mercati finanziari, sul credito e sulla supply chain; tale situazione ha determinato, nel prosieguo dell'anno, un sensibile peggioramento delle condizioni nelle economie avanzate a causa del calo della fiducia, dell'inflazione elevata e del rapido inasprimento della politica monetaria a livello globale. A ciò si è aggiunto l'effetto negativo sulle catene mondiali di approvvigionamento determinato dalle misure di chiusura adottate in Cina con la strategia zero-Covid.

Per gli anni a venire le proiezioni macroeconomiche prevedono un deterioramento generalizzato a fronte delle persistenti incertezze di natura geopolitica, dell'inflazione elevata ed in costante aumento nonché di condizioni finanziarie restrittive: le tensioni collegate alla riduzione o interruzione delle forniture di gas e petrolio dalla Russia, legate al conflitto con l'Ucraina, potranno influire negativamente sul percorso di ripresa post-pandemia delle economie, con particolare impatto su quelle occidentali. Gli effetti più o meno marcati dipenderanno dall'intensità e dalla durata della crisi.

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 12 e 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle commodities.

Rischi di contesto socio-ambientale

Possibili azioni di opposizione (il cosiddetto fenomeno "Not In My Back Yard") alla presenza degli impianti promosse da alcuni portatori di interesse e amplificate attraverso l'uso dei social networks, dovute ad una percezione negativa di alcune attività (come quelle di recupero e smaltimento rifiuti o di installazione di impianti fotovoltaici ed eolici) 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.

Rischi connessi ai cambiamenti climatici

Il Gruppo A2A ha in essere un sistema di identificazione, valutazione e gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici integrato nel processo di Enterprise Risk Management di Gruppo.

I rischi e le opportunità climatiche sono identificati in base a tre orizzonti temporali: di breve termine, corrispondente all'anno in corso e al successivo, e di medio e lungo termine, fino al 2030 e oltre. La scelta di tali orizzonti è stata basata sull'analisi del contesto climatico, economico, energetico e normativo di riferimento.

I rischi climatici individuati per il Gruppo A2A sono il risultato della analisi di materialità effettuata considerando le categorie di rischio delineate dalle raccomandazioni della Taskforce on Climate-related Financial Disclosure (TCFD) e i business operati e i servizi offerti dal Gruppo. Sul Bilancio Integrato viene pubblicata in dettaglio la Disclosure in accordo alle Raccomandazioni della TCFD, comprensiva della valutazione economico-finanziaria. Qui di seguito viene presentata una sintesi qualitativa dei principali rischi.

Per i rischi climatici di tipo fisico (sia cronici che acuti) il Gruppo A2A fa riferimento 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). I pericoli connessi ai regimi di temperatura, vento, precipitazione e masse solide possono generare impatti per le Società del Gruppo in collegamento alla riduzione o sospensione dei servizi e a danni agli asset aziendali e/o a persone.

Rischi climatici di tipo cronico

Le produzioni di energia idroelettrica e termoelettrica del Gruppo e la continuità dei servizi di distribuzione di acqua potabile erogati dal Gruppo possono risentire delle variazioni sfavorevoli nel regime delle precipitazioni sia riguardo all'ammontare complessivo annuo delle stesse che con riguardo alla loro distribuzione nel corso dell'anno. Riduzioni nella disponibilità della risorsa idrica possono portare anche a conflitti tra i vari portatori di interesse nonché limitazioni all'esercizio degli impianti idroelettrici. L'andamento sfavorevole delle precipitazioni invernali e l'innalzamento delle temperature impattano anche sulla disponibilità delle risorse idriche d'alta quota.

Le vendite di gas e calore per riscaldamento autunnale/invernale possono risentire di temperature particolarmente miti nelle stagioni autunnale e invernale.

Questi fattori possono influenzare sfavorevolmente le produzioni, le vendite e la reputazione del Gruppo e determinare, di conseguenza, impatti economico-finanziari negativi.

Per mitigare questi rischi sono in corso numerose azioni:

- 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 ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio sia di breve termine, degli impianti idroelettrici; inoltre sono pianificati investimenti sia per ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica disponibile e derivata a scopo idroelettrico (pompaggi);
- 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;

- 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 per individuare la priorità degli investimenti di contenimento delle stesse ed ha allo studio l'interconnessione degli acquedotti e la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento idrico.

Rischi climatici di tipo acuto

Nell'ambito dell'attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da ondate di calore e/o precipitazioni particolarmente violente e concentrate, che interessino i territori serviti generando rischi di natura reputazionale in esito ad eventuali interruzioni prolungate nella erogazione del servizio.

Per mitigare questo rischio, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha pianificato ed avviato il potenziamento degli interventi di razionalizzazione della magliatura delle reti stesse, la costruzione e messa in esercizio di nuove cabine primarie, un piano triennale per l'incremento della resilienza della rete in accordo con ARERA. 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.

Periodi di siccità, come quello che si è verificato nel 2022, specialmente se in concomitanza con ondate di calore possono comportare limitazioni al funzionamento degli impianti termoelettrici a causa della possibile mancanza di acqua sufficiente o sufficientemente fresca per il raffreddamento dei cicli di produzione. Le ondate di calore possono comportare una riduzione della produzione anche per gli impianti raffreddati ad aria nonché di quelli raffreddati con l'acqua di mare qualora si verifichi un innalzamento della temperatura del mare.

I fenomeni meteorologici estremi come alluvioni e smottamenti possono avere impatti negativi sugli asset del Gruppo (quali canali, dighe, impianti) così come su infrastrutture di terzi necessarie per la continuità delle attività del Gruppo (es. linee di trasmissione dell'energia elettrica). Questi fattori possono determinare danni diretti sugli asset e/o indiretti dovuti alla interruzione delle attività produttive. Per mitigare questo rischio il Gruppo ha attuato piani e procedure di gestione delle emergenze. Inoltre, sono state stipulate polizze assicurative che comprendono la copertura dei danni diretti e indiretti provocati dai fenomeni naturali.

Cambiamenti climatici e salute, sicurezza e ambiente

Il Gruppo tiene in considerazione anche i possibili effetti dei cambiamenti climatici sulle persone nonché sull'ambiente e il territorio. 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 esposti in particolare alle ondate di calore. Il Gruppo ha identificato questo rischio, che può incidere sia sul benessere individuale che sul rischio di infortuni, e ha posto in essere le misure di mitigazione e informazione ai propri dipendenti. I fenomeni acuti quali ad esempio 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 di transizione

Infine, il Gruppo è esposto ai rischi connessi alla transizione verso una economia a bassa intensità di carbonio che si esprime attraverso cambiamenti normativi, possibili conflitti per l'uso delle risorse, innovazione tecnologica, modifiche negli stili di consumo e delle aspettative degli stakeholder. Questi fattori, se non fossero tenuti in sufficiente considerazione nella definizione delle scelte strategiche del Gruppo, potrebbero determinare impatti economico-finanziari dovuti ad esempio al deprezzamento di asset industriali nonché a possibili ricadute reputazionali.

Le modifiche del quadro normativo dell'Emission Trading Scheme (EUAs) e l'eventuale inclusione nel meccanismo di attività oggi escluse potrebbero comportare impatti sfavorevoli per il Gruppo.

Le incertezze sui prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (EUAs) possono dare luogo a impatti, sfavorevoli o favorevoli, sulla redditività degli impianti di produzione di energia elettrica.

Per contribuire al processo di decarbonizzazione il Gruppo si è impegnato a ridurre le proprie emissioni di CO₂: il Piano Industriale ha posto le basi per raggiungere l'azzeramento delle emissioni dirette e indirette (sia Scope 1 che Scope 2) generate dal Gruppo al 2040 ed ha rafforzato i business che possono contribuire alla transizione ecologica del Paese. Questo percorso virtuoso prevede il miglioramento del fattore emissivo di Gruppo al 2030 rispetto all'obiettivo approvato dalla Science Based Targets initiative - SBTi (216 gCO₂/kWh nell'attuale Piano vs 230 gCO₂/kWh certificati SBTi). L'attuazione del piano di decarbonizzazione e il conseguimento dei relativi obiettivi non potrà prescindere dalle scelte strategiche in campo energetico intraprese a livello governativo per gestire la crisi energetica indotta dal conflitto Russia-Ucraina.

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 elettriche, dighe, impianti di recupero 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, ecc.). Guasti meccanici e/o elettrici accidentali, cedimenti strutturali, incendi, attacchi terroristici, 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, la potenziale difficoltà nel reperimento di materiali e forniture nell'ottica della effettuazione delle attività di manutenzione ordinaria di impianti ed infrastrutture. Per far fronte a tale difficoltà viene attuata una gestione delle scorte di materiali e del parco fornitori volta a garantire la disponibilità delle forniture necessarie.

Tutti questi fattori possono determinare anche incrementi dei costi, danni a terze parti, così come penali imposte dalle autorità competenti.

Per mitigare questi rischi il Gruppo realizza strategie di gestione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento delle cause e/o finalizzate ad attenuarne gli impatti. Inoltre, il Gruppo ha in essere investimenti volti a garantire il costante aggiornamento tecnologico e adeguati livelli manutentivi degli impianti, piani e procedure per la gestione delle emergenze nonché dispone di un Crisis Plan che prevede la istituzione di comitati interdisciplinari di gestione, organizzati sia a livello di Gruppo sia di Business Unit e tra loro coordinati.

Si rileva come non si siano riscontate, ad oggi, criticità nella erogazione dei servizi in collegamento al persistere dell'emergenza sanitaria.

Per coprire i rischi residuali, il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Nell'ambito del contratto assicurativo vengono condotti periodicamente sopralluoghi sugli impianti e raccomandati/verificati interventi di miglioramento della sicurezza degli asset e di loss prevention.

Rischi di information technology e di operational technology

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi e reti sia IT (Information Technology) sia OT (Operational Technology) che supportano i principali processi aziendali, siano essi operativi, amministrativi o commerciali. In particolare, il Gruppo utilizza sistemi informatici per registrare, elaborare e sintetizzare informazioni finanziarie e risultati delle attività a fini di rendicontazione interna, nonché per ottemperare ai requisiti normativi, legali e fiscali. Inoltre, il Gruppo raccoglie e archivia, presso Data Center, dati sensibili, tra cui proprietà intellettuale, informazioni commerciali e informazioni personali di clienti, fornitori di servizi e dipendenti. Il funzionamento di questi sistemi e reti informatiche e tecnologiche, nonché la capacità di elaborazione e di conservazione di questi dati in modo sicuro, sono fondamentali per le attività del Gruppo.

L'aumento delle minacce alla sicurezza della infrastruttura informatica, anche per effetto dell'utilizzo di strumenti personali a seguito della remotizzazione del lavoro, e forme di criminalità informatica sempre più sofisticate, rappresentano un rischio per la sicurezza dei sistemi e delle reti del Gruppo e per la riservatezza, la disponibilità e l'integrità dei suoi dati. Una violazione della sicurezza potrebbe esporre il Gruppo, i propri clienti, i fornitori di servizi ed i dipendenti a rischi di uso improprio di informazioni o sistemi, compromissione di informazioni riservate, perdita di risorse finanziarie, manipolazione e distruzione di dati ed interruzioni operative. Tutti questi fattori potrebbero incidere negativamente sulla reputazione, sulla posizione competitiva, sulle attività e sui risultati del Gruppo; le violazioni della sicurezza potrebbero

anche comportare controversie, sanzioni pecuniarie e interdittive, nonché costi operativi e di altra natura.

Per mitigare questo rischio sono in atto nel Gruppo numerose azioni: politiche e procedure interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, specifiche policy relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, valutazioni inerenti la vulnerabilità dei sistemi e degli applicativi, software specifici per la ricerca di malware, attività di formazione per aumentare la consapevolezza dei dipendenti, attività periodica di IT Security risk assessment per identificare gli applicativi più critici. Inoltre, sono state attuate riorganizzazioni aziendali finalizzate, tra le altre cose, a garantire una gestione integrata ed olistica della sicurezza aziendale per tutti gli asset, sia fisici che digitali; continuo miglioramento del Security Operations Center al fine di aumentare l'efficacia del monitoraggio delle minacce, nonché interventi specifici per mitigare i rischi emergenti, anche a seguito del consistente utilizzo della modalità di lavoro da remoto. Nel corso del 2022 la società ha conseguito la certificazione ISO 27001, lo standard internazionale della sicurezza delle informazioni.

Le eventuali inadeguatezze, frammentazioni, indisponibilità e/o malfunzionamenti degli applicativi potrebbero compromettere la capacità del Gruppo di operare nei tempi e modi prestabiliti. 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 delle piattaforme esistenti, ovvero piani di razionalizzazione degli applicativi in uso, in particolare per le piattaforme di Customer Relationship Management e di fatturazione a supporto delle attività commerciali. In particolare, è stato effettuato un assessment orientato alla individuazione degli applicativi obsoleti ma modernizzabili e recuperabili, nonché le piattaforme da sostituire per razionalizzare la "ICT Enterprise Architecture".

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 recentemente ultimato 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 back-up e la duplicazione dei dati. Il piano di DR può contare oggi sulla presenza di due Data Center, dotati di elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio ed è in corso l'attuazione di una cloud strategy di Gruppo per rendere maggiormente fruibili e resilienti i sistemi informativi aziendali.

Infine, è stato completato il progetto finalizzato a dotarsi di un Business Continuity Plan: sulla base della Business Impact Analysis, sono stati individuati i processi critici ed è stato predisposto un Sistema di

Gestione della Continuità Operativa – SGCO. Grazie anche alla presenza del Disaster Recovery Plan di cui sopra, la società ha ottenuto la certificazione ISO 22301 (Gestione della continuità operativa) per A2A S.p.A.. Nei prossimi anni si provvederà all'estensione del perimetro di certificazione ad altre società controllate del Gruppo.

Rischi di salute e sicurezza

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire sia in caso di accadimento incidenti o di infortuni gravi o gravissimi che interessino i dipendenti (nonché i lavoratori delle ditte appaltatrici e/o i terzi) sia in caso del manifestarsi 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.

Il manifestarsi di tali rischi può comportare 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, sono stati attuati ed estesi progressivamente, anche a tutte le Business Units, programmi di formazione "Leadership in Health and Safety – LiHS", che prevedono, a tutti i livelli, un coinvolgimento emozionale sul tema della sicurezza e la diffusione della cultura della sicurezza tramite persone leader individuate all'interno delle aree operative.

In relazione alla pandemia COVID-19, stante l'attuale quadro normativo il Gruppo adotta le prescrizioni e i protocolli previsti dalle vigenti normative e le linee guida emanate dagli enti competenti e favorisce il lavoro da remoto.

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, 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 costi ed investimenti 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 stato istituito un Gruppo di lavoro per il monitoraggio dei provvedimenti normativi afferenti al Green Deal europeo) nonché presente sui tavoli tecnici indetti dalle associazioni con lo scopo di evidenziare le eventuali criticità legate all'evoluzione normativa.

8

Altre
informazioni

Altre informazioni

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

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

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l'attività di revisione nell'ambito del Gruppo nel corso del 2022, suddivisi tra il revisore principale EY S.p.A. e gli altri revisori.

Descrizione migliaia di euro	Revisore Principale	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d'esercizio	190	
Revisione del bilancio consolidato	43	
Verifiche periodiche della contabilità	23	
Revisione limitata della relazione semestrale	86	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	20	
Totale	362	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d'esercizio	1.335	114
Verifiche periodiche della contabilità	258	
Revisione limitata della relazione semestrale	241	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	101	
Altri gruppi consolidati (Acinque, AEB)	400	
Totale	2.335	114
Società collegate e Joint Ventures		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	38	
Totale	38	-
Totale Gruppo A2A	2.735	114

Nel corso dell'esercizio 2022 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al network EY, altre attività per l'ammontare

complessivo di 224 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Le "Azioni proprie" non presentano alcun valore al 31 dicembre 2022.

Sedi secondarie

La società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

Si segnala che il dettaglio dei rapporti con le parti correlate è riportato alla nota n. 39 del Bilancio consolidato e alla nota n. 35 del Bilancio separato.

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022" parte integrante della documentazione di bilancio.

In ottemperanza alle previsioni del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010, il Consiglio di Gestione, con delibera in data 11 novembre 2010, ha approvato, previo parere favorevole del Comitato per il Controllo Interno, la prescritta Procedura al fine di individuare le regole e i presidi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La predetta Procedura è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011 e successivamente modificata in data 1° agosto 2012, 7 novembre e 18 dicembre 2013 e 22 giugno 2015.

In esito ad una revisione periodica, la Procedura è stata in seguito modificata/integrata e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno

2016, previo parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi e poi aggiornata in data 22 giugno 2017, a fronte della Delibera Consob n. 19925 del 22 marzo 2017 e in data 16 dicembre 2019, a fronte delle modifiche all'art. 192-quinquies del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 ("TUF") (art. 4 del D.Lgs. 10 maggio 2019, n. 49).

Da ultimo, con delibera del Consiglio di Amministrazione in data 25 giugno 2021, previo parere favorevole del Comitato Parti Correlate istituito con delibera consiliare del 13 maggio 2021, la Procedura è stata modificata – con effetto dal 1° luglio 2021 – per adeguamento al Regolamento Parti Correlate, così come modificato con Delibera Consob n. 21624 del 10 dicembre 2020, in attuazione della Direttiva cosiddetta "Shareholders' Rights II". La predetta Procedura è rinvenibile sul sito internet gruppoa2a.it.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.