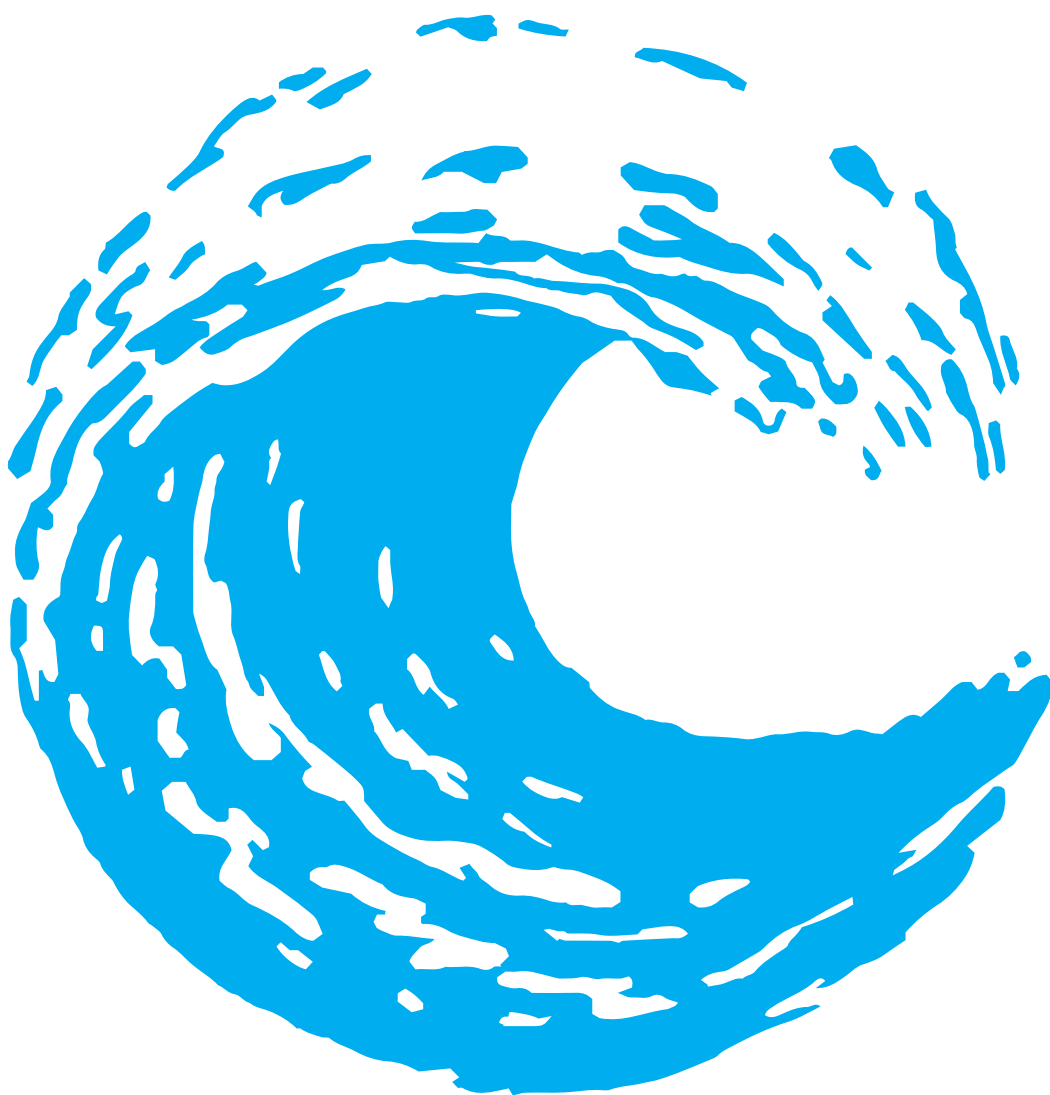




2021

Relazione sulla Gestione



Relazione sulla Gestione 2021

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

Indice

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder 2021	4
Organi sociali	7
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
1.1 Business Units	10
1.2 Aree geografiche di attività	12
1.3 Struttura del Gruppo	14
1.4 Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2021	15
1.5 Azionariato	18
1.6 A2A S.p.A. in Borsa	19
1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)	22
2 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile	
2.1 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile	30
3 Scenario e Mercato	
3.1 Quadro macroeconomico	36
3.2 Andamento del mercato energetico	39
4 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A	
4.1 Business Unit Generazione e Trading	45
4.2 Business Unit Mercato	49
4.3 Business Unit Ambiente	55
4.4 Business Unit Smart Infrastructures	62
5 Risultati consolidati e andamento della gestione	
5.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	82
5.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	91
5.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2021	99
5.4 Evoluzione prevedibile della gestione	100
5.5 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2021 e distribuzione del dividendo	101

6	Analisi dei principali settori di attività	
6.1	Sintesi dei risultati per settori di attività	104
6.2	Risultati per settori di attività	108
6.3	Business Unit Generazione e Trading	110
6.4	Business Unit Mercato	113
6.5	Business Unit Ambiente	116
6.6	Business Unit Smart Infrastructures	119
6.7	Corporate	123
7	Rischi e incertezze	
7.1	Rischi e incertezze	126
8	Altre informazioni	
8.1	Altre informazioni	138

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder 2021

Cari Azionisti, cari Stakeholder,

il 2021 è stato un anno caratterizzato da ripetute ondate pandemiche che, però, grazie ad una estesa ed efficace campagna vaccinale, non hanno impedito il ritorno ad una situazione di quasi normalità. In un contesto di ripresa economica e di turbolenza nel mercato delle commodities, A2A ha creato valore per tutti i propri stakeholder e ha confermato la sua capacità di crescita industriale ed economica, testimoniata dagli ottimi risultati conseguiti in termini di marginalità operativa, dal record degli investimenti effettuati nell'anno e dal rafforzamento della sua presenza sul territorio nazionale.

Le attività svolte nel corso del 2021 si inquadrano pienamente nei due pilastri di crescita descritti nel Piano Strategico 2021-2030 recentemente aggiornato: economia circolare e transizione energetica. Il 2021, infatti, ci ha visti impegnati in importanti accordi e acquisizioni relative al campo delle bioenergie (acquisizione di Agripower, società di gestione e sviluppo di impianti di generazione elettrica da biogas), al trattamento dei rifiuti industriali (acquisizione di TecnoA, società leader nel centro-sud Italia nel settore) e all'incremento della potenza installata da fonti rinnovabili (acquisizione di 17 impianti fotovoltaici di Octopus per una capacità installata di 173 MW).

A questi sviluppi, si sono poi affiancati ingenti investimenti per aumentare la resilienza della rete elettrica e renderla più affidabile anche in caso di eventi climatici estremi e per contribuire alla crescente elettrificazione dei consumi. È stata data inoltre una forte spinta agli investimenti mirati al recupero di energia e materia, al potenziamento delle reti idriche e fognarie e alla digitalizzazione del Gruppo. Complessivamente, le operazioni di acquisizione e i nuovi investimenti, sono stati pari a circa 1,8 miliardi di euro, circa il doppio di quanto consuntivato nel 2020.

I risultati economici del 2021 sono stati soddisfacenti e in aumento sia rispetto al 2020 che rispetto al 2019, anno caratterizzato dall'assenza degli effetti della Pandemia: il Margine Operativo Lordo si è attestato a 1.428 milioni di euro (+19% rispetto al 2020), grazie sia ad una solida crescita industriale delle Business Unit che al contributo delle nuove acquisizioni e l'Utile Netto ha raggiunto quota 504 milioni di euro (+38% rispetto all'esercizio precedente).

Le performance economico-finanziarie, risultano solide: la Posizione Finanziaria Netta di Consolidato al 31 dicembre 2021 risulta pari a 4.113 milioni di euro (3.472 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'arco del 2021, la PFN si attesta a 3.366 milioni di euro, registrando una generazione di cassa pari a 106 milioni di euro, dopo investimenti complessivi per 1.074 milioni di euro e dividendi per 248 milioni di euro.

Le tensioni internazionali di questi giorni hanno riproposto la necessità per il Paese di dotarsi di asset strategici per consentirci di difenderci meglio dalle turbolenze del mercato e dal conseguente aumento del costo dell'energia, a beneficio di tutti cittadini. A2A, nel proseguire sul percorso delineato dal Piano Strategico 2021-2030 aggiornato poi nel gennaio 2022, si rivela un attore necessario in tali processi di trasformazione nazionale, sviluppando quelle infrastrutture che possono contribuire a rendere indipendente energeticamente il nostro Paese e raggiungere gli obiettivi di sostenibilità fissati dall'Europa.

Il 2021 è stato l'anno in cui il Gruppo ha accelerato sulla finanza sostenibile: nel maggio 2021 ci siamo dotati di un nuovo Sustainable Finance Framework che, per la prima volta in Italia, combina due approcci differenti - Green/Use of Proceeds e KPI-Linked - e abbiamo emesso strumenti fi-

nanziari grazie ai quali la quota di debito sostenibile di A2A ha raggiunto il 44% del debito totale. Abbiamo migliorato il nostro posizionamento in tutti i ranking di sostenibilità e siamo stati inclusi nel nuovo MIB ESG Index lanciato da Euronext e Borsa Italiana.

Sulle performance ambientali, il 2021 è stato caratterizzato da una ripresa della domanda di energia rispetto al 2020 e da una particolare situazione del mercato elettrico europeo, che ha visto prolungati fermi per manutenzione degli impianti nucleari in Francia, con la conseguente richiesta di maggiore produzione da parte del comparto termoelettrico italiano. Questo ha portato ad un aumento delle emissioni dirette del Gruppo e del fattore emissivo di CO₂, che si attesta a 330 g/kWh (in aumento del 6% rispetto al 2020 ma in diminuzione del 22% se comparato al 2017, anno di riferimento dello Science Based Target). La quota di raccolta differenziata media rimane costante al 71% per tutti i territori serviti, così come la quota di rifiuti urbani recuperati: di questi solamente lo 0,5% finisce a smaltimento o, marginalmente in discarica.

Nel 2021 abbiamo potenziato il processo di trasformazione digitale riuscendo a far leva sullo smart working che ha coinvolto oltre 5.000 mila persone e creato un'identità digitale per oltre 4.000 risorse dei reparti operativi.

Abbiamo continuato a sostenere le comunità in cui operiamo non solo con iniziative, che nel 2021, sono state pari a circa 6 milioni di euro, ma anche coinvolgendo circa 44mila tra studenti e docenti in iniziative di educazione ambientale. Infine, il nostro ruolo di Life Company si è concretizzato anche nelle relazioni con i clienti: sono stati venduti 5 TWh di energia verde (con un incremento del 29%

rispetto al 2020) e A2A Energia ha acquisito il 49% del capitale di una società specializzata nell'erogazione dei servizi di installazione e manutenzione di prodotti per l'efficienza energetica, la generazione distribuita e la mobilità elettrica per il segmento consumer.

I risultati riportati sono l'esito di azioni concrete e sforzi congiunti che assumono senso perché guidati da un'unica comune consapevolezza: l'identità di A2A come Life Company.

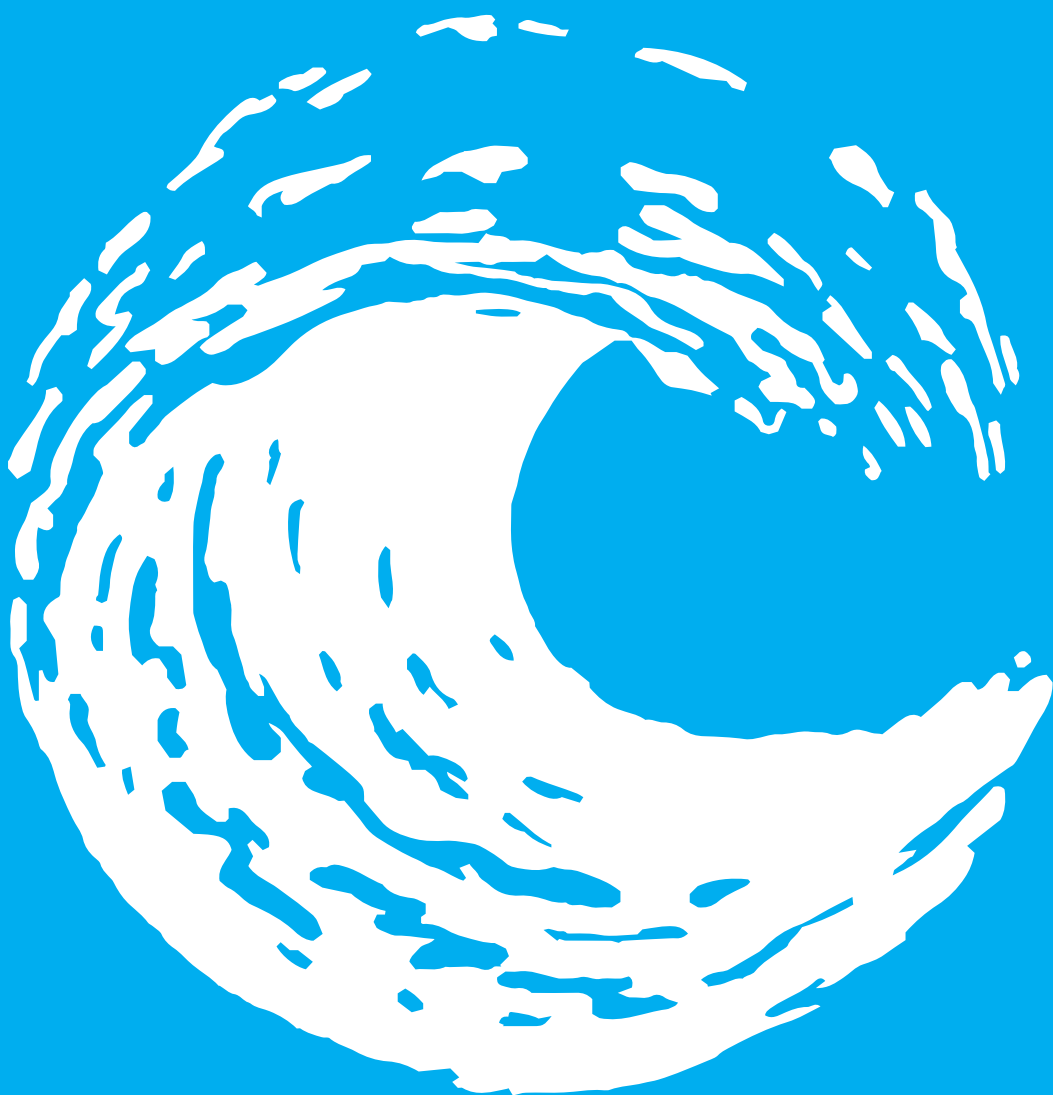
La vicinanza alle persone e la conoscenza dei territori, l'impegno nel garantire i servizi essenziali, una sostenibilità di lungo periodo, la trasparenza, l'innovazione sono i valori fondanti di A2A che incorneciano e supportano la strategia aziendale mirata agli obiettivi di economia circolare e transizione energetica.



Il Presidente
del Consiglio di
Amministrazione
Marco Patuano



Il Direttore
Generale
Renato Mazzoncini



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 SUPPLEMENTI

Antonio Passantino

Patrizia Tettamanzi

Società di Revisione

EY S.p.A.



1

Dati di sintesi del Gruppo A2A



1.1 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.

* Si segnala che la Business Unit Reti ha cambiato denominazione in Business Unit Smart Infrastructures come da Piano Industriale del 28 gennaio 2022.

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2021

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

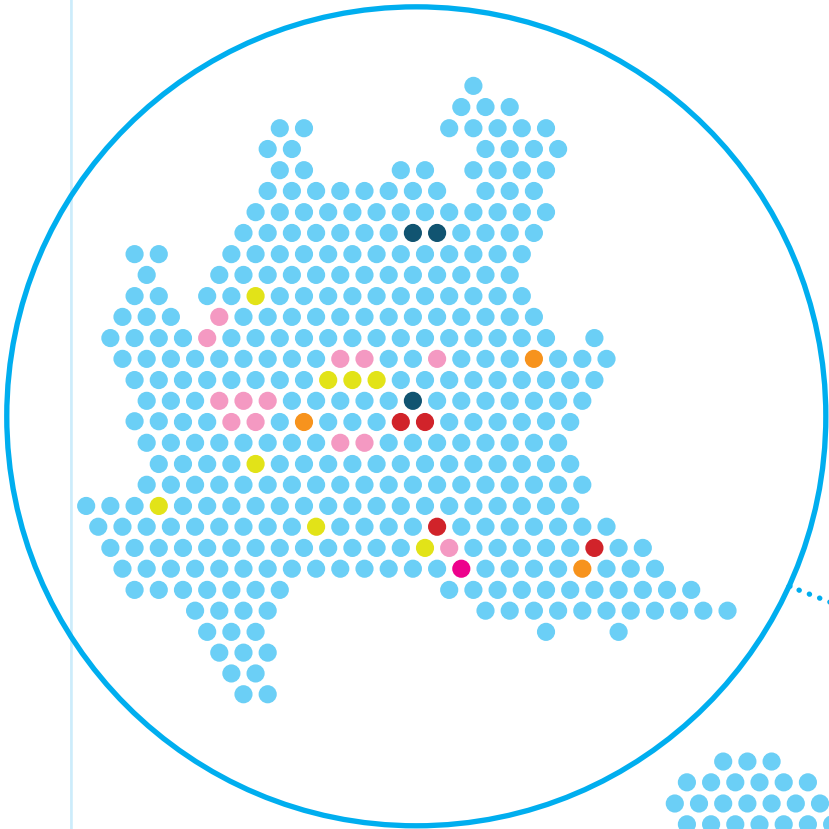
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

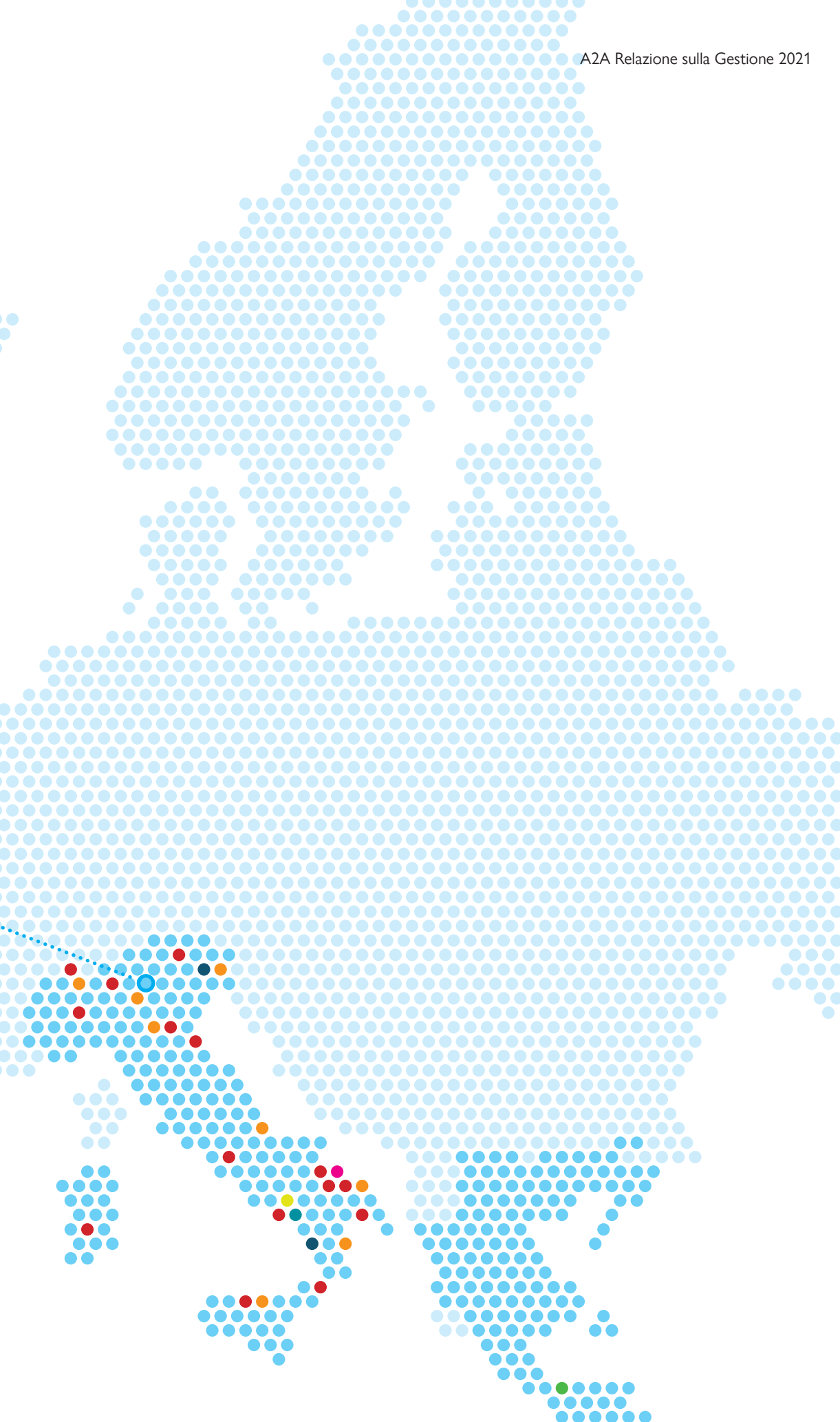


1.2 Aree geografiche di attività

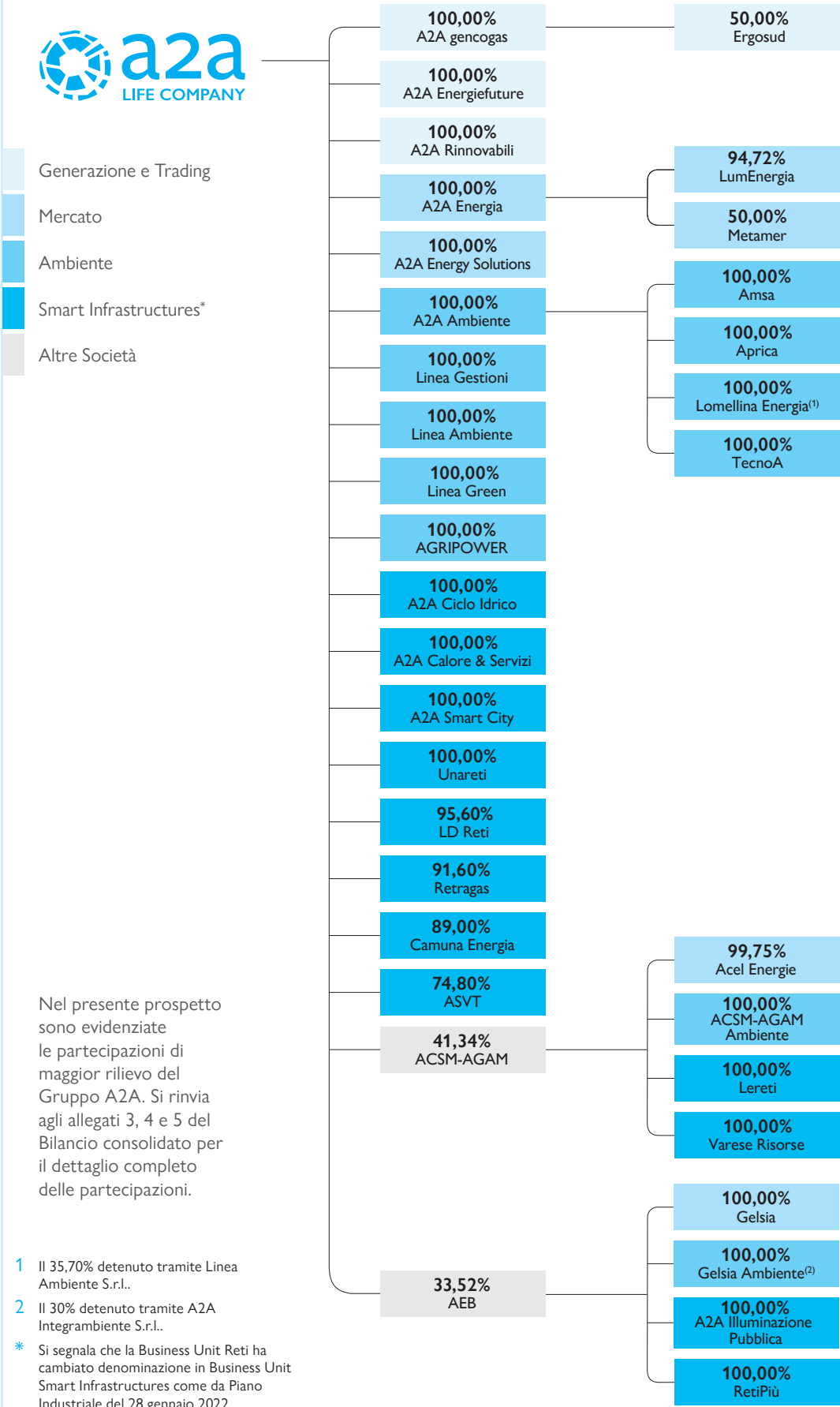
- Impianti idroelettrici
- Impianti termoelettrici
- Impianto di cogenerazione
- Impianti biomassa
- Impianti fotovoltaici
- Impianti eolici
- Impianti di trattamento rifiuti
- Partnership tecnologiche

Aggiornata al 31.12.2021





1.3 Struttura del Gruppo



1.4 Principali indicatori finanziari
al 31 dicembre 2021 (**)

11.549

mln €
RICAVI

1.428

mln €
MARGINE OPERATIVO
LORDO

504

mln €
RISULTATO
D'ESERCIZIO

0,0904

€ per azione
DIVIDENDO

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated
Ricavi	11.549	6.848
Costi operativi	(9.400)	(4.945)
Costi per il personale	(721)	(703)
Margine operativo lordo	1.428	1.200
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(768)	(646)
Risultato operativo netto	660	554
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	-
Gestione finanziaria	(70)	(81)
Risultato al lordo delle imposte	590	473
Oneri per imposte sui redditi	(36)	(99)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	(4)	(6)
Risultato di pertinenza di terzi	(46)	(4)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	504	364
Margine operativo lordo/Ricavi	12,4%	17,5%

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

Dati patrimoniali

milioni di euro	31 12 2021	31 12 2020
Capitale investito netto	8.416	7.588
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	4.303	4.116
Posizione finanziaria netta consolidata	(4.113)	(3.472)
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,96	0,84
Posizione finanziaria netta consolidata/EBITDA	2,9	2,9

Dati finanziari

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020
Flussi finanziari netti da attività operativa	1.135	597
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(1.595)	(802)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	(460)	(205)

Scenario energetico

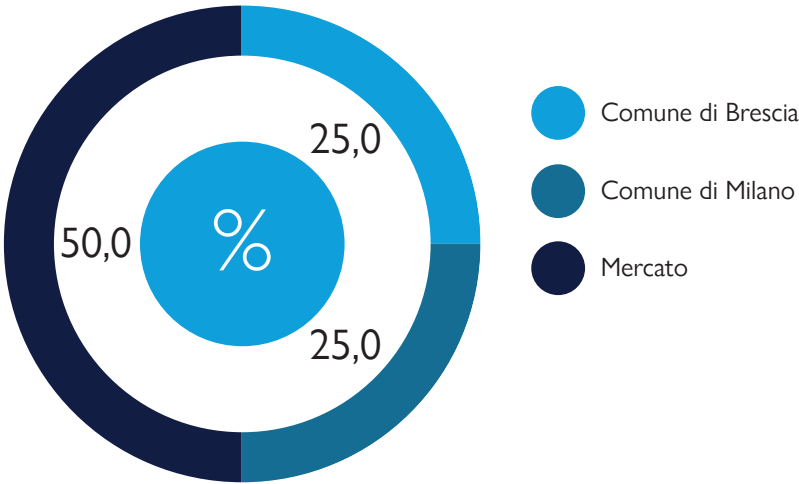
	31 12 2021	31 12 2020
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	125,0	38,9
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	139,8	44,6
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	45,8	10,4
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS(**) (Euro/tonn)	53,4	24,8

(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano
(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo

	31 12 2021	31 12 2020
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	14.078	12.233
Produzione idroelettrica (GWh)	4.231	4.408
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	14.043	14.116
EE venduta in Borsa (GWh)	18.909	15.306
Mercato		
EE venduta a clienti retail (GWh)	18.426	15.012
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.383	1.270
di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero	938	823
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	2.711	2.365
PDR Gas (#/1000)	1.573	1.614
di cui PDR Gas Mercato Libero	935	868
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.893	1.660
Residenti serviti (#/1000)	4.065	4.117
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.423	3.348
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	2.082	1.954
Smart Infrastructures		
EE distribuita (GWh)	11.423	10.673
Gas distribuito (Mmc)	3.448	2.996
Acqua distribuita (Mmc)	76	77
RAB Energia Elettrica (M€)	753	692
RAB Gas (M€)	1.578	1.538
RAB Ciclo Idrico (M€)	411	379
Vendita calore (GWht)	3.178	2.836
Produzione cogenerazione (GWh)	297	298

1.5 Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 31/12/2021).

Dati societari di A2A S.p.A.

	31 12 2021	31 12 2020
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	-	23.721.421

1.6 A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 30 dicembre 2021 (milioni di euro)	5.389
Capitale sociale al 30 dicembre 2021 (azioni)	3.132.905.277
2021	
Capitalizzazione media (milioni di euro)	5.259
Volumi medi giornalieri (azioni)	10.371.909
Prezzo medio (euro per azione)	1,68
Prezzo massimo (euro per azione)	1,95
Prezzo minimo (euro per azione)	1,31

Fonte: Bloomberg

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

Il 26 maggio 2021 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,08 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 etici

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

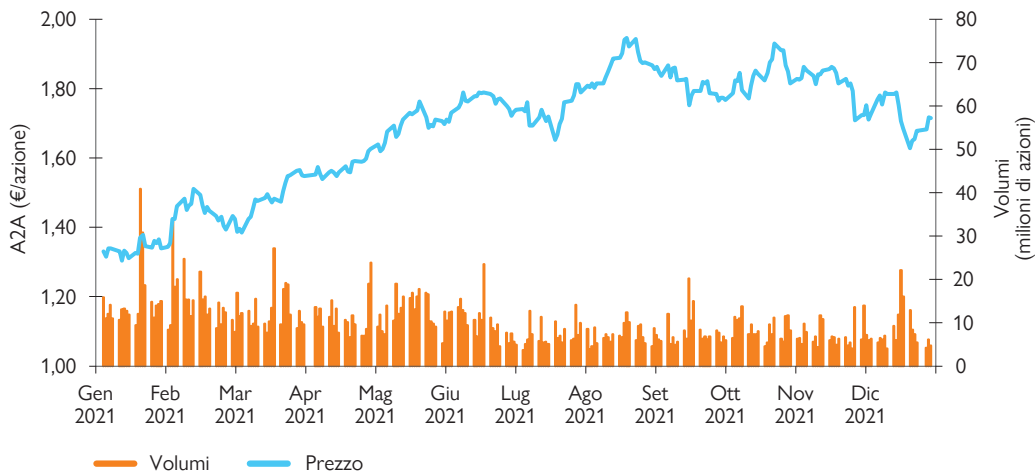
Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

Nel 2021 A2A ha ottenuto i seguenti rating ESG:

Questionario	Rating
MSCI	BBB
CDP Climate Change	A-
CDP Water	B-
Refinitiv	A-
Standard Ethics	EE
Vigeo	63/100
Sustainalytics	21/40

A2A è inoltre inclusa nell'Ethibel Excellence Investment Register, nell'Ethibel Pioneer Investment Register e nella CDP Supplier Engagement Leaderboard.

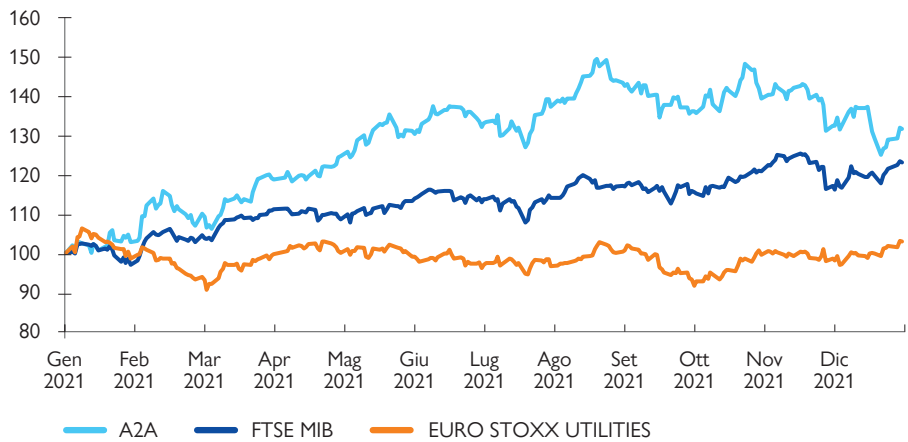
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2020 = 100)

Volatilità storica del 2021
A2A: 21,7%
FTSE MIB: 15,6%



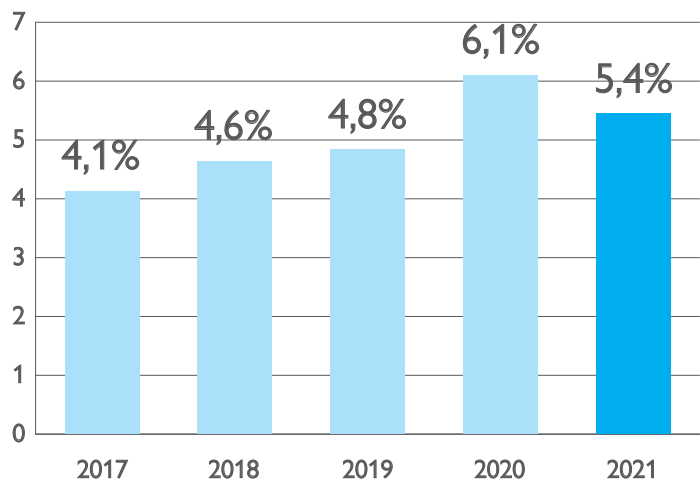
Fonte: Bloomberg

Rating

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

Fonti: agenzie di rating

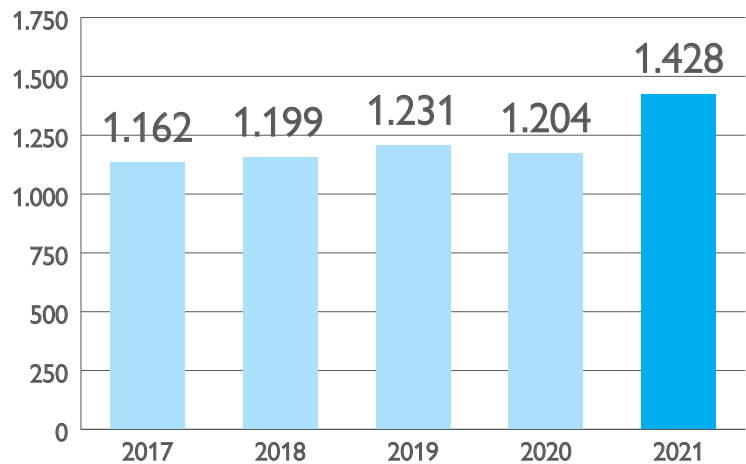
Dividendo su valore medio anno dell'azione (dividend yield)



1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

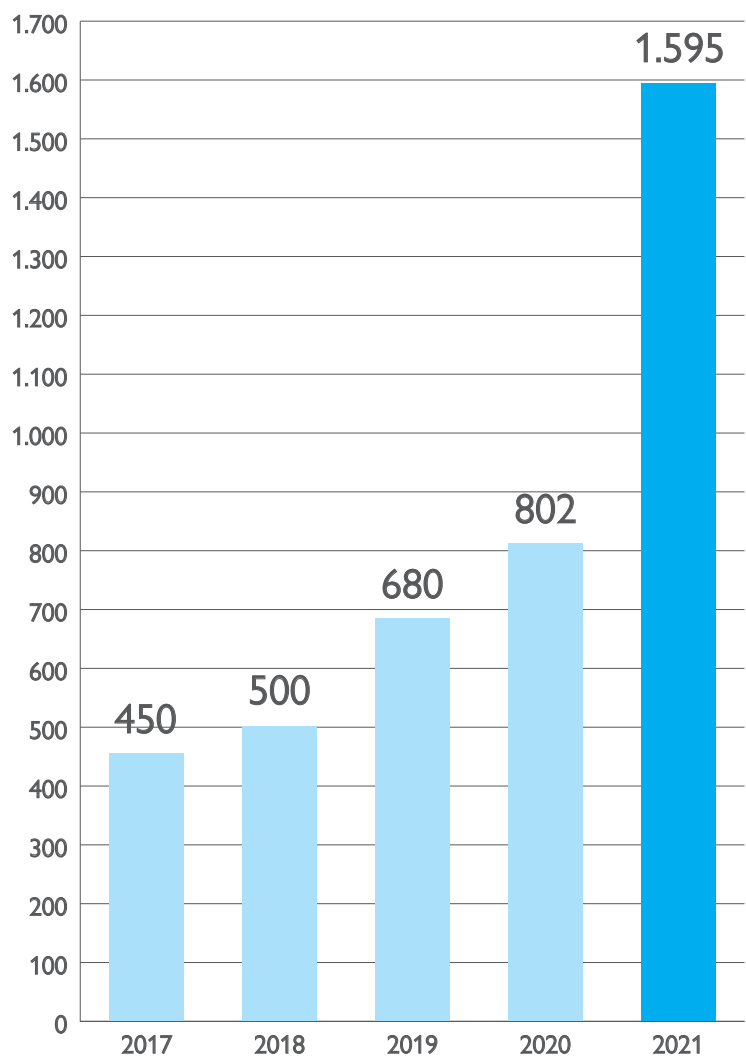
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



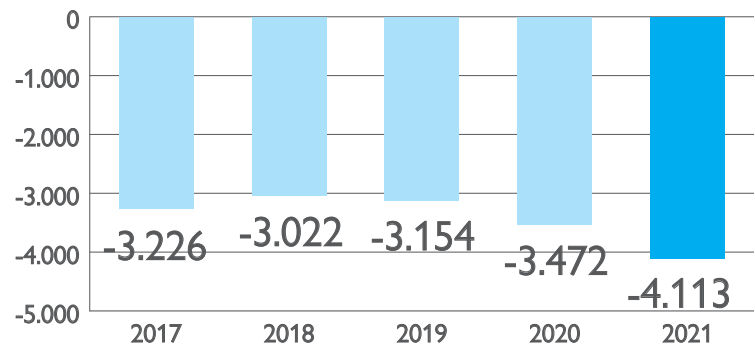
Investimenti Netti

milioni di euro

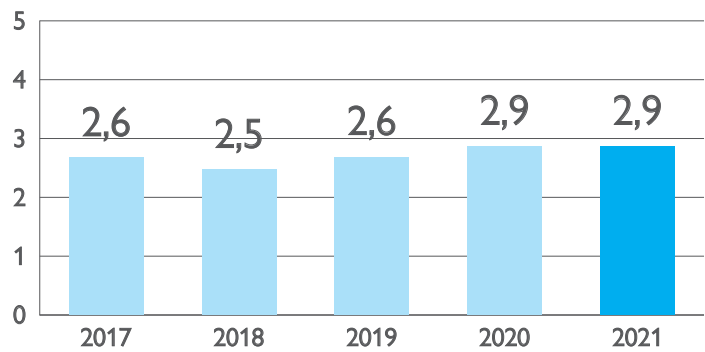


Posizione Finanziaria Netta

milioni di euro

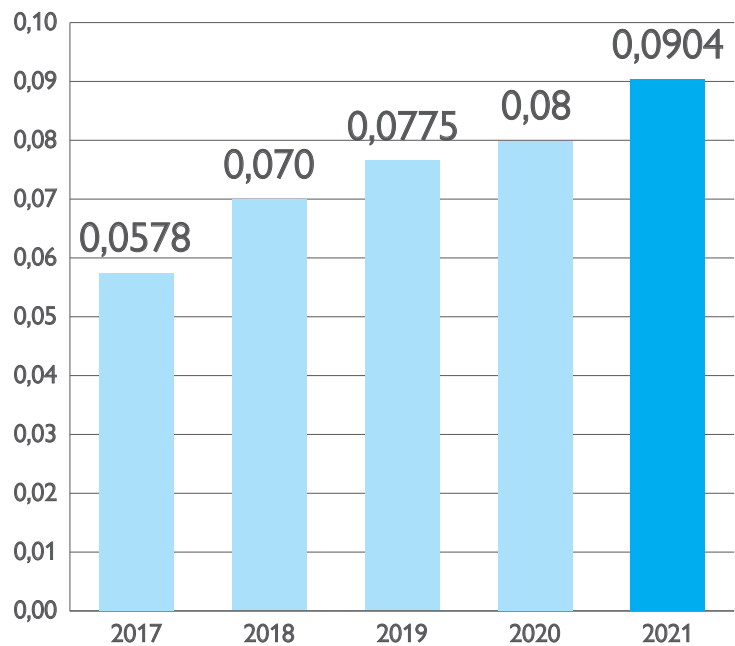


Posizione Finanziaria Netta/EBITDA



Dividendo

euro per azione



Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

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

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

Tali indicatori sono esposti nella sezione “Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A”. Per il Conto economico e per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2020.

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.

Capitale circolante netto

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

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

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

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

Capitale investito/Capitale investito netto

Il **Capitale investito/Capitale investito netto** è calcolato come la somma del Capitale immobilizzato netto, del Capitale 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 ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 ed in conformità con la Raccomandazione ESMA/31-62-1426.

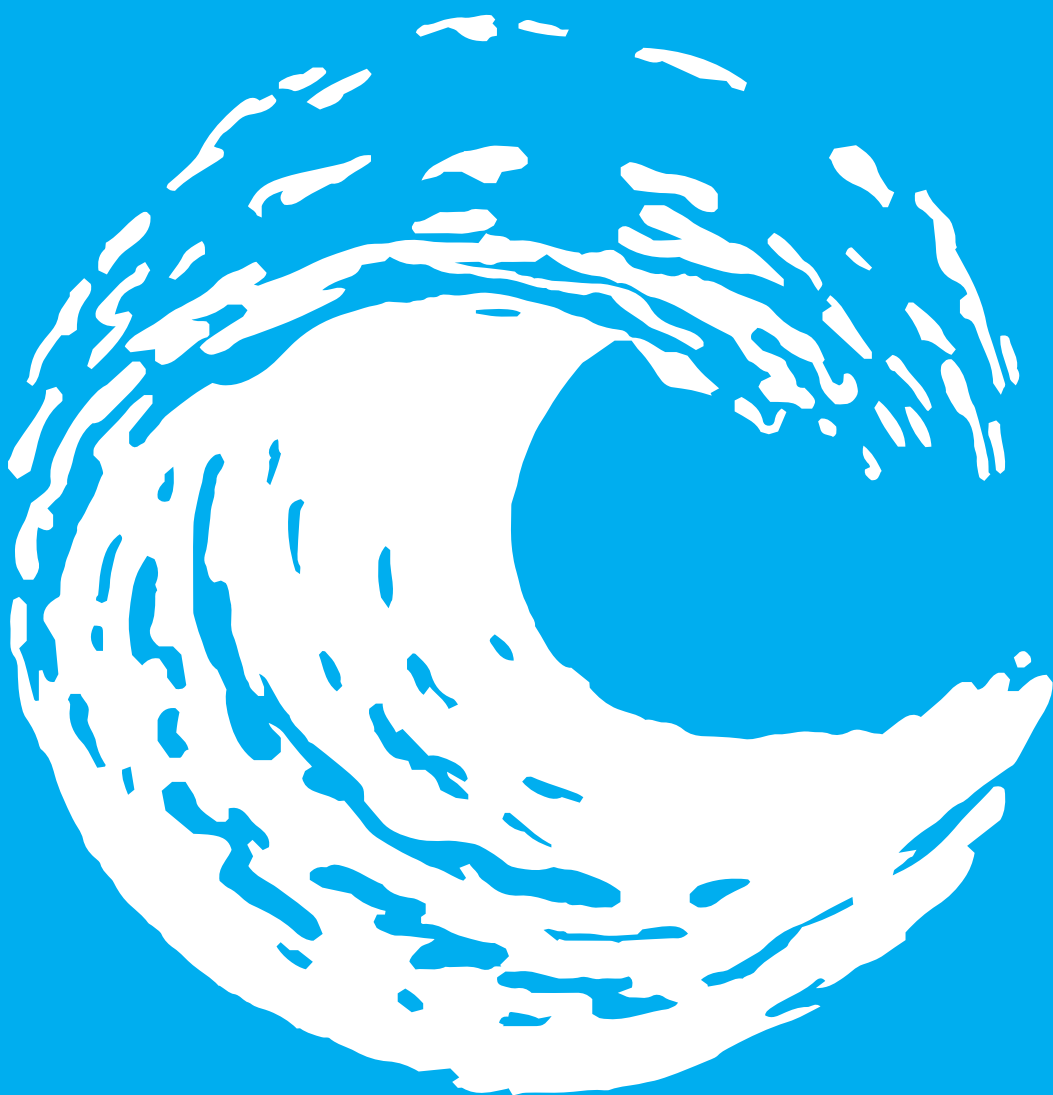
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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

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

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







2

Gestione responsabile della sostenibilità

2.1 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

Nel 2021 la sostenibilità – oltre a essere rimasta al centro delle politiche internazionali e del sentire comune come fattore cruciale per una crescita “felice”, fatta di rispetto per l’ambiente, di uguaglianza sociale e di sviluppo inclusivo, che non lasci indietro nessuno – ha rappresentato l’unica risposta possibile per soddisfare il desiderio e la necessità di tornare a una vita più o meno “normale”, senza disperdere quanto di buono ci ha insegnato la fase emergenziale della pandemia da COVID-19. L’Unione Europea, dal canto suo, con il Bilancio a lungo termine e il Next Generation EU – il più grande pacchetto di misure di stimolo che abbia mai finanziato – ha messo a disposizione dei Paesi membri oltre 2.000 miliardi di euro¹ per riparare ai danni provocati dalla pandemia da COVID-19, oltre 800² di questi (il Next Generation EU) sono stati destinati a rendere l’Europa verde – tradotto nel linguaggio della Life Company, azzurra – digitale e resiliente, nella piena consapevolezza che ormai lo sviluppo sostenibile sia l’unico modello possibile.

Il nuovo Piano Strategico di A2A, presentato il 20 gennaio del 2021, ha abbracciato in toto le ambizioni UE, facendole proprie. Un piano di lungo periodo – al 2030 – che prevede uno sviluppo fondato su due elementi cruciali per il futuro di tutti: la transizione energetica, ovvero la produzione e l’utilizzo di energia pulita, accelerando la decarbonizzazione e favorendo l’elettrificazione dei consumi; e l’economia circolare che per A2A significa generare sempre nuove risorse sotto forma di materia ed energia, riducendo gli sprechi per proteggere l’ambiente e preservare le risorse del Pianeta.

Questo Piano rappresenta la nostra “decade of action”, un piano ambizioso caratterizzato da investimenti al 90% in linea con gli obiettivi dell’Agenda 2030 dell’Onu, con l’obiettivo di dare un contributo concreto allo sviluppo sostenibile del Paese.

Il 29 aprile del 2021 è stato presentato all’Assemblea degli azionisti di A2A il quinto Bilancio Integrato del Gruppo, che per il quarto 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 pubblicato un nuovo e sfidante Piano di Sostenibilità di lungo periodo – 2021-2030 – che, oltre a recepire gli obiettivi di sostenibilità contenuti nel nuovo Piano Strategico, prevede degli obiettivi più specifici legati alle sue “leve abilitanti”, ovvero: Digital, People e Governance. Inoltre, per la prima volta, 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 Disclosure (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. L’allineamento è stato valutato positivamente anche dal CDSB (Climate Disclosure Standard Board) – l’organizzazione internazionale che riunisce le principali organizzazioni di business e ambientaliste e che lavora per promuovere l’integrazione della disclosure TCFD all’interno dei corporate reporting.

Grazie alla nuova strategia di lungo periodo e alla continua tensione di A2A ad allineare la propria rendicontazione ai più alti standard internazionali, nei primi mesi del 2021, A2A ha visto confermata da parte di Standard Ethics – per il terzo anno consecutivo – la valutazione positiva del proprio rating, EE (Strong) nel breve periodo, e confermato il rating di medio periodo EE+ (Very Strong). Inoltre, a marzo, l’outlook di A2A è stato innalzato da “Stabile” a “Positivo”. La società è stata confermata nei sei indici etici in cui è inclusa (FTSE4Good Index, ECPI Indices, Ethibel Sustainability Index Excellence Europe, EURO STOXX Sustainability Index, Euronext Vigeo Index, Eurozone 120, Standard Ethics Italian Index). A2A si è sottoposta anche quest’anno all’assessment del CDP (ex Carbon Disclosure Project), dove ha confermato la valutazione “A-” nel Climate Change, che la colloca in una fascia di leadership rispetto ad una media di settore pari a “B”. A ottobre A2A è stata inserita nel nuovo indice MIB ESG lanciato da Euronext e Borsa Italiana, il primo dedicato alle società quotate blue-chip in Italia, che mira ad individuare le migliori pratiche a livello ESG (Environmental, Social e Governance). Infine, nei primi mesi dell’anno, è stata inclusa per la prima volta anche nel Gender Equality Index di Bloomberg.

Queste conferme si devono sia alla nuova politica di emissioni del Gruppo A2A, che ha reso ancor più ambiziosi gli obiettivi di decarbonizzazione, allineandoli all’Accordo sul Clima di Parigi del 2015, sia all’attenzione data dal Gruppo anche ad altri temi fondamentali come la Diversity. Nel 2021, inoltre, il Gruppo ha approvato e adottato tre nuove policy: la Policy sui Diritti Umani, che definisce l’insieme dei principi

1 Questo importo è espresso a prezzi correnti. Equivale a 1.800 miliardi di euro a prezzi del 2018.
Fonte https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_it

2 Questo importo è espresso a prezzi correnti. Equivale a 750 miliardi di euro a prezzi del 2018.
Fonte https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_it

etici, dei valori e delle regole comportamentali che devono ispirare l'attività di tutti coloro che operano, dall'interno o dall'esterno, nella sfera di azione del Gruppo; la Policy sul Responsible Procurement, che ribadisce l'impegno del Gruppo nella promozione e sostegno di tutti i valori e principi affermati dalle Istituzioni e Convenzioni Internazionali in materia di sostenibilità lungo la catena di fornitura (dall'adozione di politiche di selezione dei fornitori, all'impiego di processi equi e trasparenti che prevedano l'integrazione di criteri di sostenibilità, alla promozione di pratiche di responsabilità sociale e ambientale tra i fornitori); la Policy sullo Stakeholder Engagement, che definisce le linee guida attraverso le quali A2A coinvolge i propri stakeholder.

Il 2021 ha poi visto A2A accelerare nello sviluppo di prodotti di Finanza Sostenibile. Nel mese di maggio è stato pubblicato il nuovo Sustainable Finance Framework, l'insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile del Gruppo.

Con questo aggiornamento - rispetto al precedente Green Financing Framework del 2019 - A2A è fra i primi emittenti del settore, e il primo in Italia, ad adottare un Framework che combina due approcci: il Green Use of Proceeds, che consente la massima trasparenza circa l'utilizzo dei proventi per specifici progetti, e la nuova componente Sustainability-Linked, che permette una lettura complessiva della strategia di Gruppo.

Nel Framework è stato infatti individuato ed inserito un set di Key Performance Indicators (KPIs) che riflette i due pilastri del piano strategico di A2A, transizione energetica ed economia circolare, e conferma l'impegno del Gruppo alla realizzazione degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 ONU. I KPIs selezionati:

- fattore emissivo CO₂ di Scope 1
- incremento capacità installata da fonti rinnovabili
- rifiuti trattati finalizzati al recupero di materia

riguardano infatti target ESG che contribuiscono al raggiungimento degli SDG 7, 11, 12 e 13 delle Nazioni Unite.

Il Sustainable Finance Framework, che copre qualsiasi tipo di strumento finanziario, è stato redatto secondo i Green Bond Principles (2018) 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 (2019) 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:

- una linea di credito Sustainability-Linked legata al raggiungimento di due target sostenibili (capacità installata e recupero di materia) e con meccanismo di donazione del risparmio (o maggior costo) al Banco dell'energia Onlus,
- il primo Sustainability-Linked Bond, collegato al conseguimento del target relativo al fattore emissivo CO₂ di Scope 1 al 2025, coerente con il commitment della Science Based Targets initiative approvato nel marzo 2020, e
- un nuovo Green Bond 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").

Il Sustainable Finance Framework è stato aggiornato nel mese di febbraio 2022 (con Second Party Opinion rilasciata da Vigeo Eris), allineandosi ai 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).

In seguito all'aggiornamento del Framework è stato collocato sul mercato il secondo Sustainability-Linked Bond, collegato al conseguimento del target relativo alla capacità installata da fonti rinnovabili. A2A, in linea con l'aggiornamento del Piano Strategico del Gruppo presentato nel mese di gennaio 2022, vuole raggiungere entro il 2024 una quota pari o superiore a 3,0 GWh. Questo importante obiettivo contribuisce inoltre al raggiungimento degli SDGs 7 e 13 delle Nazioni Unite.

Per quanto riguarda la sostenibilità territoriale, il 2021, per A2A, è stato caratterizzato da un approccio rinnovato. È stata definita una nuova modalità di racconto dell'impegno del Gruppo sui propri territori,

impernata su tre parole chiave: Persone (sostenibilità sociale), Pianeta (sostenibilità ambientale), Prosperità (sostenibilità economica). Ambiti identificati dal World Economic Forum con il documento “Towards Common metrics and consistent Reporting of Sustainable Value Creation”. Ma non solo, si è colta l'occasione per rinnovare anche gli eventi di presentazione dei bilanci territoriali, trasformati in incontri – digi/phygital – strutturati in due momenti distinti: il primo di dialogo con gli stakeholder locali (forumAscolto), ovvero un momento di confronto su 10 tematiche dedicate alla transizione ecologica. Le cd. 10 “svolte giuste” da attuare localmente, individuando le leve abilitanti più adatte a sostenere il cambiamento; il secondo di presentazione – aperto al pubblico – nel quale i vertici A2A hanno illustrato il Bilancio di Sostenibilità Territoriale, il nuovo Piano Strategico di A2A e i risultati del forumAscolto. Questo nuovo ciclo di incontri si è aperto il 22 giugno con il Friuli Venezia Giulia ed è proseguito con gli incontri dedicati a Piemonte, Valtellina e Valchiavenna, Bergamo, Brescia e Milano, seguiti da un workshop conclusivo svoltosi il 6 ottobre nel capoluogo lombardo, durante il quale i risultati dei forum territoriali sono stati messi a confronto e commentati da esperti di caratura internazionale, a cominciare dall'economista americano Jeffrey Sachs, Direttore del Center for Sustainability Development della Columbia University. I Bilanci e i risultati del forumAscolto vengono pubblicati, di volta in volta, nelle sezioni dedicate del sito internet del Gruppo “A2A per i suoi territori” e “Stakeholder Engagement”.

Nell'ambito del programma di ascolto degli stakeholder, l'attività è proseguita con un percorso di ascolto e di coinvolgimento che ha interessato il territorio siciliano, il forumAscolto Sicilia, nato per far comprendere il valore strategico del progetto di riconversione della Centrale di San Filippo del Mela (ME) a polo energetico per la transizione sostenibile della Regione Sicilia. L'iniziativa, svoltasi il 13 luglio 2021, è stata anticipata da attività di analisi e ascolto degli stakeholder per comprendere la percezione e le aspettative del territorio nei confronti del progetto di riconversione. I risultati di questa prima fase sono stati analizzati nello studio, elaborato da The European House - Ambrosetti che ha supportato A2A in questo percorso, “La riqualificazione del Polo di San Filippo del Mela, come leva per la transizione sostenibile della Sicilia”, focalizzato sulle implicazioni economiche, sociali ed ambientali derivanti dai progetti di riconversione previsti per il sito di San Filippo del Mela. Durante il forumAscolto hanno inoltre contribuito alla discussione alcuni stakeholder locali, offrendo il proprio punto di vista per arricchire quanto più possibile il momento di confronto, e sono stati presentati i due progetti selezionati nell'ambito della Challenge for Sicilia, l'iniziativa lanciata da A2A a giugno 2021 per individuare idee innovative in grado di favorire l'evoluzione sostenibile del territorio e, potenzialmente, trovare applicazione nelle attività del Gruppo e nelle relative filiere.

Il tema dell'inclusione e del coinvolgimento degli stakeholder rappresenta sempre più un elemento centrale a supporto di diversi processi aziendali: aggiornamento dell'analisi di materialità, redazione della Dichiarazione Non Finanziaria, valutazione delle performance, individuazione di trend ESG, supporto alla pianificazione di sostenibilità e governance sostenibile, gestione dei rischi e della reputazione. A metà 2021 è stato avviato un nuovo percorso di Stakeholder Management, volto a gestire in maniera più continua e integrata tra le diverse aree del Gruppo le relazioni con gli stakeholder. Gli obiettivi erano quelli di: aggiornare la mappatura degli stakeholder trasformandola in uno strumento per individuare con facilità le categorie più influenti che richiedono maggior cura, costruire un Piano annuale di engagement in linea con gli obiettivi del Piano strategico e mappare le attività di engagement, verificando la loro corrispondenza rispetto agli obiettivi aziendali e agli interessi manifestati dagli stakeholder.

Per garantire un rafforzamento del presidio sui temi di sostenibilità nel Business e nelle Direzioni di Staff del Gruppo, sono stati formalmente identificati dei Focal Point (circa 25) che, insieme alla struttura Sustainability Development, hanno il compito, ciascuno per la propria area di competenza, di integrare la sostenibilità nei processi aziendali, valorizzare nuovi progetti connessi a queste tematiche, promuovere la comunicazione e lo scambio di informazioni per le attività connesse alla sostenibilità e raccogliere in maniera capillare le esigenze e le aspettative degli stakeholder con cui si interfacciano.

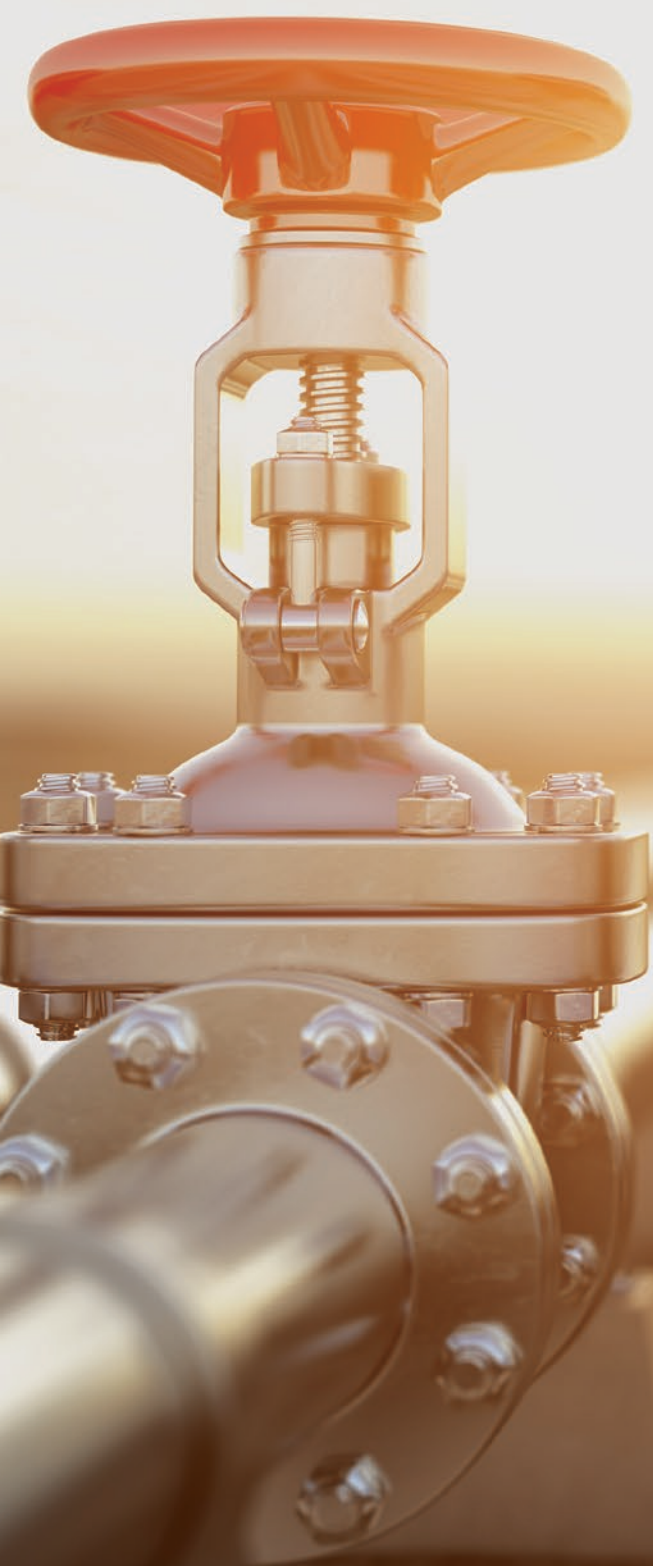
Per quanto concerne il Banco dell'energia – il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia del 2015 – promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM, si è conclusa la fase di selezione dei vincitori della terza edizione del bando “Doniamo Energia” promosso in collaborazione con Fondazione Cariplo e riservato alle reti sostenute nell'ambito delle due precedenti edizioni. Si tratta di associazioni che hanno già promosso progetti in grado di intercettare precocemente le famiglie fragili e sono in grado di dare una risposta rapida e immediata anche a quella fascia di popolazione che si è trovata in una condizione di bisogno a causa delle ripercussioni economiche e sociali date dall'emergenza sanitaria COVID-19. 17 i progetti che si sono aggiudicati le risorse e che sono attualmente in fase di realizzazione.

A dicembre 2021 inoltre, Banco dell'energia Onlus ha lanciato il manifesto “Insieme per contrastare la povertà energetica”, per rendere più diffuse ed efficaci le azioni a sostegno della povertà energetica, coinvolgendo un'ampia rete di firmatari, tra cui Acquedotto Pugliese, Adiconsum, Adoc, AISFOR, Comunità di Sant'Egidio, Croce Rossa Italiana, ENEA, Federconsumatori, Fondazione Utilitatis, Fratello Sole, Gruppo Hera, Iren, Lega Consumatori, Legambiente, Leroy Merlin, Metropolitana Milanese S.p.A., NextEnergy

Foundation, Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica OIPE, (RI)GENERIAMO, RSE, Signify-Philips, Utilitalia.

Per quanto riguarda le attività educational, A2A per le scuole propone diverse attività sui temi dell'economia circolare e della transizione energetica. Tra le novità di quest'anno, un ciclo di webinar in collaborazione con DeA Scuola che ha già coinvolto attivamente oltre 1.800 docenti, una campagna social con ScuolaZoo composta di 5 podcast e 5 vidcast che conta a fine anno 170.000 visualizzazioni totali su canali vicini ai giovani come Instagram e Youtube e un progetto di formazione a Bergamo sul teleriscaldamento e i suoi vantaggi, con il supporto di ecodesigner per lo sviluppo della creatività degli studenti. È stato inoltre avviato il concorso nazionale Ecogame A2A, grazie al quale le scuole primarie e secondarie di I grado potranno partecipare ad una sfida digitale che permette di mettersi alla prova acquisendo competenze trasversali sulla transizione energetica.

Proseguono inoltre le "Olimpiadi della Sostenibilità", nate con l'obiettivo di coinvolgere e sviluppare sempre maggiore consapevolezza della cd. "Generazione Z" sul significato della sostenibilità, che coinvolgono circa 670 classi di oltre 200 scuole secondarie di secondo grado di tutto il territorio italiano per l'anno scolastico 2021-2022. Il progetto è sviluppato in collaborazione con Elis, un consorzio che promuove la formazione professionale di qualità. Il prossimo aprile le tre classi vincitrici parteciperanno al Creathon (maratona creativa), che verrà organizzato nell'ambito di Earth Day 2022.





3.1 Quadro macroeconomico

Consuntivo

L'attività economica mondiale ha subito un rallentamento nella prima metà del 2021 per effetto di un aumento dei contagi da COVID-19, di progressi disomogenei nelle campagne di vaccinazione e dell'imposizione di misure restrittive. Alla fine della primavera, la rapida progressione delle campagne vaccinali e il graduale riavvio di molte attività economiche hanno sospinto la crescita dell'economia mondiale. Secondo la stima preliminare della World Bank il PIL mondiale è atteso al +5,5% nella media del 2021. Le economie avanzate hanno mostrato una capacità di recupero superiore alle previsioni evidenziando una maggior diligenza nei confronti dei provvedimenti di chiusura (lockdown), maggior celerità nelle campagne di vaccinazione ed una buona risposta alle ulteriori misure di stimolo economico introdotte. Per contro, il rallentamento nelle economie emergenti si è rivelato più pronunciato a causa del deterioramento delle condizioni epidemiologiche e della lentezza della campagna vaccinale.

Per quanto riguarda le economie avanzate la Federal Reserve stima il PIL degli Stati Uniti in crescita del +5,5% nel 2021 con un recupero rispetto all'anno precedente ma caratterizzato ancora da freni all'offerta. Il PIL cinese è aumentato del +8,1% nel 2021 accelerando dal +2,2% del 2020, anno in cui la crescita era stata nettamente influenzata dalla prima ondata della pandemia (fonte: Ente nazionale di Statistica di Pechino). Da segnalare che lo slancio è notevolmente rallentato nell'ultimo trimestre dell'anno a causa dello scoppio di alcuni focolai di Coronavirus nel Paese, della crisi del settore immobiliare e dei colli di bottiglia della catena di approvvigionamento. Nel quarto trimestre del 2021 il PIL cinese è cresciuto solo del +4,0% mentre la crescita economica nel primo, secondo e terzo trimestre è stata rispettivamente del +18,3%, +7,9% e +4,9%.

Secondo la stima preliminare elaborata a dicembre dagli esperti dell'Eurosistema il PIL dell'Area Euro segnerà un +5,2% nell'anno 2021 grazie alla ripresa dell'attività economica ed all'allentamento delle restrizioni alle imprese.

I principali organi di valutazione nazionali e mondiali quali Istat, Banca d'Italia e OCSE sono concordi sul boom dell'economia italiana nell'anno 2021. Dopo la caduta senza precedenti osservata nel 2020, l'economia italiana registra un poderoso rimbalzo con una previsione di crescita del PIL ad un tasso del +6,3% nel 2021. Il recupero del PIL è stato sospinto dall'aumento della produzione industriale nonché dalla ripresa del settore dei servizi il tutto affiancato da un aumento dei consumi molto sostenuto.

Secondo la stima preliminare resa nota da Eurostat, l'inflazione nell'Area Euro è salita al +5,0% in dicembre dopo il +4,9% del mese precedente: nello stesso mese dell'anno precedente il valore registrava un -0,3%. La componente energetica è stata quella a più rapida crescita (+25,9% rispetto a dicembre 2020 e +0,4% rispetto a novembre 2021). Nella media del 2021 l'inflazione acquisita è pari al +2,6%, ovvero il valore più elevato dall'avvio dell'Unione monetaria: le cause principali sono da ricercarsi nei rincari eccezionali della componente energetica ed in particolare del gas che risente, in Europa, anche di fattori di natura geopolitica.

In Italia, secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di dicembre 2021 l'indice nazionale dei prezzi al consumo (NIC) registra una variazione pari al +3,9%. Nella media dell'anno i prezzi al consumo hanno registrato una crescita pari al +1,9% dal -0,2% dell'anno precedente. Si tratta dell'aumento più ampio dal 2012 (+3%). La ripresa dell'inflazione è stata essenzialmente trainata dall'incremento dei prezzi dei vettori energetici che è risultata pari al +14,1%.

Dallo scoppio dell'emergenza COVID-19 gli interventi rapidi e significativi di diverse banche centrali sono stati fondamentali per evitare un calo ancora più marcato del clima di fiducia e dei prezzi delle attività. In tutti i principali paesi le autorità monetarie e fiscali hanno posto in essere forti misure espansive a sostegno dei redditi di famiglie e imprese, del credito all'economia e della liquidità sui mercati. Di particolare importanza è stata l'attivazione e la creazione di linee di swap tra le principali banche centrali per fornire liquidità a livello internazionale. Nella riunione del 10 marzo la Banca Centrale Europea (BCE) ha lasciato il tasso di riferimento al minimo storico di zero ribadendo il suo impegno per il mantenimento ai livelli attuali almeno fino a quando l'inflazione convergerà in maniera stabile su valori prossimi al 2%. La Banca Centrale Europea (BCE) ha segnalato che nel corso del primo trimestre del 2022 l'ammontare del Pandemic Emergency Purchase Programme (PEPP) sarà ridotto, per poi terminare entro la fine di marzo 2022; i proventi saranno reinvestiti almeno fino alla fine del 2024. In linea con una riduzione graduale degli acquisti di attività, il Consiglio direttivo della BCE ha modificato la tempistica dell'Asset Purchase Programme (APP). In particolare, gli acquisti si attesteranno a un ritmo mensile di 40 miliardi di euro ad aprile, di 30 miliardi di euro a maggio e di 20 miliardi di euro a giugno. Nel terzo trimestre gli acquisti

saranno ricalibrati sulla base dell'andamento dei dati macroeconomici. In particolare, se i nuovi dati confermeranno l'aspettativa che le prospettive di inflazione a medio termine non si indeboliranno neanche dopo la conclusione degli acquisti netti di attività, il Consiglio direttivo porrà termine agli acquisti netti nel quadro dell'APP nel terzo trimestre. Al contrario, se le prospettive di inflazione a medio termine cambieranno e le condizioni di finanziamento risulteranno incoerenti con ulteriori progressi verso l'obiettivo del 2%, il Consiglio direttivo è pronto a rivedere il calendario degli acquisti netti di attività in termini di entità e/o durata. Nella riunione di dicembre la Federal Reserve (FED) ha deciso di lasciare invariati i tassi di interesse nella fascia 0,00-0,25% ed ha comunicato l'intenzione di mantenerli fermi fino a quando le condizioni del mercato del lavoro non avranno raggiunto livelli coerenti con la sua valutazione della massima occupazione. Nella riunione del 26 gennaio la decisione di lasciare i tassi invariati è stata confermata: il presidente della Federal Reserve Jerome Powell prevede un aumento dei tassi alla riunione di marzo se le attuali condizioni resteranno invariate. Accelera il "tapering", ovvero la riduzione degli stimoli monetari: gli acquisti di titoli di Stato vengono ridotti, da gennaio, di 20 miliardi di dollari al mese.

Il 2021 è iniziato con una quotazione del tasso di cambio EUR/USD sopra 1,21 dollari, quotazione che si è mantenuta nell'intorno di 1,20 dollari per tutto il primo semestre. A partire dal mese di luglio, la moneta unica ha iniziato ad indebolirsi nei confronti del dollaro a causa della crisi energetica in Europa, dell'aumento dell'inflazione e della divergenza di politica monetaria tra Banca Centrale Europea e Federal Reserve, attestandosi al di sotto di 1,14 dollari nel mese di dicembre. Nella media dell'anno 2021, il tasso di cambio EUR/USD è stato pari a 1,18 dollari, in aumento del 3,7% rispetto all'anno precedente.

Le prospettive

Le previsioni dei principali istituti di ricerca ed enti governativi di seguito riportate potrebbero subire ulteriori revisioni per effetto del conflitto in atto tra Russia ed Ucraina. Data l'incertezza circa l'esito della crisi è al momento molto difficile una quantificazione del potenziale impatto del conflitto sull'economia globale; molto dipenderà dall'intensità e dalla durata. L'unica certezza al momento sembra essere quella che a pagare il conto più salato sarà l'Eurozona a causa della sua dipendenza dalle forniture energetiche russe mentre si attendono ripercussioni inferiori su Stati Uniti ed Asia.

La Banca Mondiale taglia le stime della crescita economica: il PIL globale dovrebbe crescere del +4,1% nel 2022 (contro il +4,3% ipotizzato lo scorso giugno) per poi attestarsi al +3,2% nel 2023. Dopo il forte rimbalzo registrato nel 2021 con un PIL stimato al +5,5%, l'economia globale sta entrando in un pronunciato rallentamento provocato, oltre che dalla crisi Ucraina, dall'insorgere delle nuove varianti di COVID-19, dall'aumento dell'inflazione, dalla crescita del debito, dai persistenti colli di bottiglia nell'offerta e dalla riduzione dei sostegni sia dei governi che delle banche centrali.

Le prospettive per l'economia globale evidenziano un andamento disomogeneo fra i diversi Paesi. Nelle economie avanzate l'accelerazione della campagna vaccinale ha consentito una riapertura graduale delle attività a maggiore tasso di contatto e le misure di stimolo fiscale hanno contribuito a far aumentare la domanda riducendo la capacità inutilizzata ed abbassando i rischi di gravi ripercussioni di lungo termine dovute alla pandemia. La crescita nelle economie avanzate dovrebbe passare dal +5,0% del 2021 al +3,8% nel 2022 e al +2,3% nel 2023.

La Federal Reserve ha previsto che l'economia americana crescerà del +2,6% nel 2022 per poi rallentare al +2,3% nel 2023. Il PIL del Giappone, dopo il +1,8% del 2021, dovrebbe salire al +3,4% nel 2022 (revisione al rialzo di 1,3%) e al +1,1% nel 2023. La Cina è prevista segnare un +5,1% sia quest'anno che il prossimo (fonte: OCSE).

Nelle economie emergenti e in via di sviluppo si attende una significativa riduzione del PIL: dal +6,3% stimato nel 2021 al +4,6% nel 2022 e al +4,4% nel 2023. Destano preoccupazione infatti molte economie emergenti, la cui crescita continuerà a risentire di campagne di vaccinazione lente, di maggior esposizione al rischio di nuove varianti e delle conseguenti misure di contenimento. Al ribasso le previsioni di crescita per l'India per l'anno in corso che passa dal +9,9% previsto a settembre al +8,1%, mentre migliora la stima per il 2023 con una crescita attesa al +5,5%. Peggiorate le stime per il Brasile che dovrebbe crescere del +1,4% nel 2022 (dal +2,3% previsto a maggio) per poi attestarsi al +2,1% nel 2023. La Russia è attesa in crescita del +2,7% quest'anno e del +1,3% il prossimo.

I rischi economici per l'Area Euro sono saliti considerevolmente dopo l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. La Banca Centrale Europea ha rivisto al ribasso la stima di crescita dell'Area Euro al +3,7% per quest'anno (dal +4,2% indicato a dicembre), al +2,8% per il 2023 (da +2,9%) e confermato un +1,6% per il 2023.

La stima dell'impatto della crisi sull'economia italiana è estremamente difficile. L'evoluzione del conflitto e gli effetti delle sanzioni finanziarie ed economiche decise dai paesi occidentali sono caratterizzati da elevata incertezza. Secondo l'Istat l'assalto di Vladimir Putin a Kiev costerà lo 0,7% in meno del PIL nel 2022 che passerà dal +3,8% stimato a gennaio al +3,1%.

In media d'anno il PIL dovrebbe aumentare del +2,5% nel 2023 e del +1,7% nel 2024. La revisione al rialzo riflette principalmente gli effetti di stimolo provenienti dalle misure di sostegno e rilancio finanziate col bilancio nazionale e con i fondi europei, tra cui quelle delineate nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Il tasso di disoccupazione dovrebbe scendere gradualmente dal 9,4% nella media del 2021 all'8,7% nel 2024.

Il conflitto in atto fra la Russia e l'Ucraina sta ulteriormente aumentando la volatilità del prezzo delle commodities energetiche, già a livelli record prima dello scoppio della guerra e portando ad un incremento generalizzato dell'inflazione. Nella prima parte del 2022 è previsto un incremento dei prezzi al consumo a livello mondiale, mentre dovrebbero moderarsi a partire dalla fine del 2022.

Secondo le previsioni di marzo formulate dagli esperti della BCE l'inflazione nell'Area Euro è stimata al +5,1% quest'anno, +2,1% il prossimo e +1,9% nel 2024. Tre mesi fa, prima dello scoppio della guerra in Ucraina, le previsioni parlavano di +3,2% sul 2022 e +1,8% su 2023 e 2024.

Revisione al rialzo anche per quanto concerne le prospettive di inflazione in Italia, stimata al +3,5% quest'anno, al +1,6% nel 2023 e al +1,7% nel 2024 (fonte: Banca d'Italia).

Per quanto riguarda il livello dei tassi di interesse la Banca Centrale Europea (BCE) e la Federal Reserve (FED) hanno imboccato diversi percorsi di politica monetaria. La Banca Centrale Europea ha ribadito l'intenzione di non volere rialzare i tassi nel 2022 e ha confermato che resterà pronta ad adeguare tutti i suoi strumenti, ove opportuno, per assicurare che l'inflazione si stabilizzi al target del 2% nel medio termine. Permane nella BCE una maggiore inclinazione al sostegno dell'economia, più che al contrasto dell'aumento dell'inflazione, ritenuta temporanea. Per contro la Federal Reserve prevede tre rialzi dell'intervallo obiettivo del tasso sui "federal funds" nel 2022 e ulteriori tre nel 2023.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dai principali analisti, indicano un tasso di cambio EUR/USD oscillare in un range compreso fra 1,14-1,20 nel biennio 2022-23, con aspettative di un trend di apprezzamento del dollaro per effetto dell'annunciato avvio del "tapering" (progressiva riduzione degli stimoli monetari) da parte della Federal Reserve e di un'inflazione galoppante sia in Europa che negli Stati Uniti.

3.2 Andamento del mercato energetico

Energia elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2021 è stato pari a 318.075 GWh (fonte: Terna), in aumento del 5,6% rispetto al 2020; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura la variazione è pari a +4,4%. Il suddetto fabbisogno è stato soddisfatto per il 51% da fonti non rinnovabili, per il 36% da fonti rinnovabili e per la restante quota dall'import. Nel 2021 si registra una variazione dell'export in forte riduzione (-50,3%) rispetto al 2020.

La produzione netta di energia nel 2021 è stata pari a 278.109 GWh, in aumento del 2,4% rispetto all'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento sia quella fotovoltaica (+2,1%) che quella eolica (+10,8%); evidenziano invece un calo la fonte geotermica (-2,1%) e la fonte idroelettrica (-5,4%). In aumento la produzione termoelettrica che evidenzia un +3,8% rispetto all'anno precedente attestandosi a 180.579 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'87,4% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte. La produzione di energia da fonti rinnovabili è pari 113,8 TWh e sostanzialmente stabile rispetto al 2020 (-0,2%).

Il valore medio del PUN Base Load nel 2021 evidenzia un incremento del +221,3% rispetto al 2020, attestandosi a 125,0 €/MWh. La dinamica risulta guidata prevalentemente da un ritorno dei consumi di energia elettrica sui livelli pre-pandemia e da un rialzo significativo dei costi del gas e delle quote di CO₂. Il PUN, che nel mese di gennaio 2021 si attesta a 60,7 €/MWh, ha evidenziato un trend di crescita culminato nel mese di dicembre con un valore pari a 281,2 €/MWh. Quotazioni medie in aumento anche per il prezzo nelle ore di alto carico (PUN Peak Load) con un valore che si attesta a 139,8 €/MWh (+213,6% rispetto al 2020). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN Off-Peak) si attesta a 116,7 €/MWh con un aumento del 226,8% rispetto all'anno precedente. Per l'intero anno 2022 le curve forward indicano prezzi di PUN Base Load con valori medi superiori ai 200,0 €/MWh.

Gas Naturale

Nel 2021 i consumi di gas naturale salgono a 76.233 milioni di mc (+7,8%), livello più alto degli ultimi dieci anni; l'incremento rispetto al 2020 appare distribuito sull'intero arco dell'anno, ad eccezione dei mesi di luglio e agosto, e più intenso nei mesi primaverili che lo scorso anno sono stati caratterizzati dal lockdown nazionale indotto dall'emergenza sanitaria (fonte: Snam Rete Gas). La crescita si è osservata in tutti i comparti: i consumi del settore termoelettrico e civile sono aumentati rispettivamente del 6,1% e dell'8,0% rispetto al 2020; i consumi del settore industriale si riportano sui livelli pre-pandemia attestandosi a 14.057 milioni di mc (+6,4% sul 2020).

Sul lato offerta la ripresa dei consumi ha determinato, nel periodo in esame, un aumento delle importazioni di gas naturale che si sono attestate a 71.647 milioni di mc (+8,6%) ed hanno rappresentato il 95,8% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio. La produzione nazionale, che ha soddisfatto la parte restante, continua la tendenza ribassista e tocca il suo minimo storico pari a 3.125 milioni di mc, in flessione del 18,8% rispetto all'esercizio precedente.

Per quanto concerne le quotazioni si è osservato un trend di decisa crescita del prezzo del gas al PSV che, dopo un lieve ripiegamento nel mese di febbraio ed una sostanziale stasi nei mesi successivi, nel terzo trimestre dell'anno ha toccato, in media, un valore di 46,6 €/MWh per poi proseguire il rialzo ed arrivare, nel mese di dicembre, ad una quotazione di 113,4 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV nell'anno 2021 è stato pari a 45,8 €/MWh, in aumento del 342,8% rispetto al 2020. Per l'anno 2022 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi a 84,0 €/MWh. Analoghe le dinamiche dei prezzi sui principali hub europei: il prezzo medio del gas al TTF nel 2021 è stato pari a 45,7 €/MWh in aumento del 389,5% rispetto al 2020.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 0,1 €/MWh, in notevole contrazione rispetto al differenziale del 2020 (pari a 1,0 €/MWh). Nel 2022 le quotazioni del gas sui principali mercati europei evidenziano un'inversione del trend ribassista con un prezzo atteso del gas al PSV superiore al TTF: le curve forward indicano un differenziale PSV-TTF nell'intorno di 1,6 €/MWh.

Petrolio e carbone

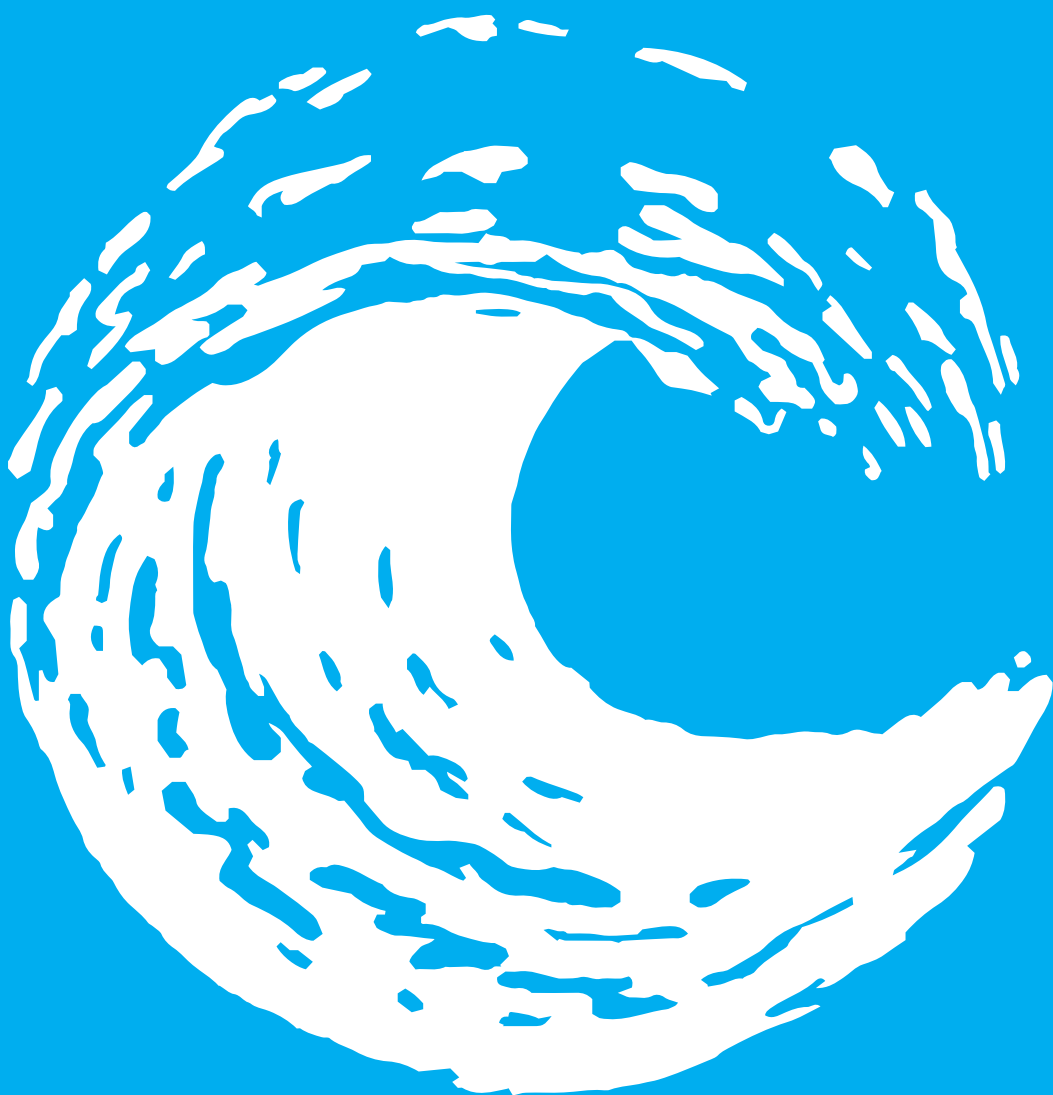
Nell'anno 2021 i prodotti petroliferi si riportano sui livelli prossimi o superiori a quelli pre-pandemia. Le quotazioni del petrolio proseguono il trend di crescita, con un valore medio pari a 70,8 \$/bbl ovvero in aumento del 63,7% rispetto a quanto consuntivato l'anno precedente. Ad ottobre 2021 le quotazioni del Brent raggiungono il livello più elevato a partire dal maggio 2019 e si attestano a 83,7 \$/bbl. Nel 2021 la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in €/bbl risulta lievemente attenuata (+58,3%) dall'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, in aumento del 3,7% rispetto al 2020 (1,14 USD/EUR). Per il 2022 le curve forward più recenti del petrolio indicano prezzi con valori medi prossimi a 83,4 \$/bbl.

L'Energy Information Administration (EIA) ha comunicato che la domanda globale di petrolio nel 2021 è stata in media di 96,9 milioni di barili al giorno, in aumento di 5,6 milioni di barili al giorno rispetto al 2020 quando il consumo è diminuito in modo significativo a causa della pandemia. L'EIA prevede che a partire dal 2022 la domanda globale di petrolio sorpasserà i livelli registrati prima della pandemia aumentando di 3,6 milioni di barili al giorno e di ulteriori 1,8 milioni di barili al giorno nel 2023. Le stime circa l'evoluzione dei consumi di petrolio potranno subire significative variazioni con riferimento agli sviluppi della crisi ucraina.

La produzione di greggio dei paesi membri dell'OPEC è stata in media di 26,3 milioni di barili al giorno nel 2021, rispetto ai 25,6 milioni di barili al giorno dell'anno precedente. L'EIA prevede che la produzione media di greggio OPEC sarà in media di 28,8 milioni di barili al giorno nel 2022 e salirà a 28,9 milioni di barili al giorno nel 2023. La produzione di greggio statunitense è stata in media di 11,2 milioni di barili al giorno nel 2021. Le previsioni dell'EIA sono di un incremento che raggiungerà una media di 11,8 milioni di barili al giorno nel 2022 e salirà a 12,4 milioni di barili al giorno nel 2023: la più alta produzione media annua 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.

Le quotazioni del carbone nel corso del 2021 hanno evidenziato un trend crescente registrando il livello di massimo nel mese di ottobre con una quotazione pari a 244,2 \$/tonn, per poi ripiegare portandosi ad un valore pari a 143,1 \$/tonn nel mese di dicembre. Nella media del 2021 il prezzo si è attestato a 123,3 \$/tonn evidenziando un incremento del 146,7% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (50,0 \$/tonn). L'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro attenua la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in euro (+140,3%). Per l'anno 2022 le curve forward più recenti indicano prezzi con valori medi prossimi ai 139,5 \$/tonn.





4

Evoluzione della regolazione e impatti sulle Business Unit del Gruppo A2A



D.Lgs. n. 210/2021: recepimento della Direttiva UE 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica

Il 26 dicembre 2021 è entrato in vigore il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210, che recepisce la Direttiva UE 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica. A tale decreto, che prevede alcune integrazioni di rilievo nel quadro normativo e regolatorio della filiera elettrica (mercato all'ingrosso, distribuzione e mercato retail), faranno seguito nei prossimi mesi atti puntuali da parte di MiTE, ARERA e Terna S.p.A., tra cui si segnalano:

- introduzione di un meccanismo di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione tramite aste organizzate da Terna S.p.A.;
- con riferimento agli obblighi di servizio pubblico delle imprese di generazione, la previsione di criteri per la compensazione dei costi fissi in caso di diniego, per motivi legati alla sicurezza del sistema elettrico, della richiesta di messa fuori servizio delle unità di produzione;
- razionalizzazione della disciplina dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), prevedendo la semplificazione dei requisiti necessari per la loro realizzazione;
- definizione di criteri per la rimozione del Prezzo Unico Nazionale (PUN) lato domanda;
- possibilità, da parte delle imprese di distribuzione, di approvvigionare servizi locali per la gestione delle loro reti in misura affidabile e sicura;
- introduzione di sub-concessioni elettriche, previa autorizzazione del MiTE e per ragioni di carattere tecnico;
- specifici interventi (per lo più contrattuali e di maggiore trasparenza delle comunicazioni) volti a tutelare i clienti finali e permettere la confrontabilità delle offerte sul mercato;
- definizione delle regole per l'introduzione al 2026 dello switching in 24 ore;
- definizione del regime di tutela di prezzo per i cosiddetti "clienti vulnerabili" a valle del termine del regime di tutela;
- introduzione di disposizioni sull'installazione e messa in servizio di misuratori evoluti (2G);
- introduzione di disposizioni in materia di consultazione pubblica dei piani di sviluppo della rete elettrica predisposti dai distributori;
- disposizioni in materia di accumuli e mobilità elettrica.

4.1 Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: capacity payment e capacity market

Il meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva vigente fino al 2021 è il c.d. capacity payment definito nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio amministrato volto a garantire l'adeguatezza nei giorni critici individuati da Terna S.p.A. con riferimento ai quali la differenza tra offerta e domanda elettrica potrebbe essere ai livelli minimi. Questo meccanismo è operativo dal 2004 per effetto della Delibera 48/04 che prevede che l'Autorità determini ex ante uno specifico gettito (circa 180-200 milioni di euro/anno) raccolto grazie alle bollette elettriche e corrisposto tramite l'applicazione di due corrispettivi (CAP1 e S) agli impianti abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento e che risultano disponibili nei giorni critici.

In relazione al capacity payment 2021 sono stati liquidati al Gruppo A2A 32,8 milioni di euro.

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 aveva previsto che a regime la remunerazione della disponibilità si sarebbe dovuta basare su un meccanismo di mercato (capacity market), in seguito disegnato dalla Delibera ARG/elt 98/11 ed approvato con DM MiSE 28 giugno 2019, dopo l'avallo della Commissione UE. Tale meccanismo consiste in 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 €/MWh/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).

Nelle aste per il biennio 2022 e 2023, svoltesi a novembre 2019, 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 capacità di nuova realizzazione. Il prezzo di aggiudicazione in entrambe le aste è stato pari a 33.000 €/MWh/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MWh/anno per 15 anni per la capacità nuova (i.e. 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. L'udienza di merito del TAR è stata rinviata in attesa della decisione del Tribunale UE che dovrebbe arrivare nel corso del 2022. A2A S.p.A. si è costituita quale parte contro interessata per difendere la legittimità delle assegnazioni.

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;
- consegna 2023: ripotenziamenti degli impianti a ciclo combinato di Piacenza e Sermide e per i motori di Cassano.

Il DM MiTE 28 ottobre 2021 ha approvato la Disciplina del capacity market per gli anni 2024-2025, previa verifica positiva di ARERA (Delibera 378/2021/R/eel). La data di svolgimento dell'asta per la consegna 2024 è fissata al 21 febbraio 2022 mentre, con riferimento agli anni successivi, l'ulteriore ricorso al sistema di remunerazione della capacità verrà stabilito in base alle valutazioni di adeguatezza per i tre anni consecutivi.

Rispetto alle aste svolte nel 2019, il meccanismo presenta alcune modifiche: le più significative riguardano la possibilità di presentare offerte in relazione alle unità nuove non rilevanti, l'introduzione di maggiori dettagli per la partecipazione dei sistemi di accumulo, 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..

Con la Delibera 399/2021/R/eel ARERA ha definito i nuovi parametri economici del capacity market:

- cap al premio: 70.000 €/MW/anno per la capacità nuova (in riduzione rispetto a 75.000 €/MW/anno previsto per la consegna 2022-2023) e 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (confermato e coincidente con quello previsto per la capacità estera);
- confermati i criteri per la definizione del prezzo strike: ai fini del calcolo di tale prezzo, 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 definito per ciascun mese utilizzando le quotazioni forward rilevate presso l'hub TTF nel mese precedente. È, inoltre, previsto un meccanismo di mitigazione del rischio prezzo nel caso in cui il sistema gas si trovi in stato di emergenza come dichiarato dal MiTE.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV della centrale di San Filippo del Mela (gruppi 2, 5 e 6) è stato contrattualizzato da Terna S.p.A. in regime di essenzialità con reintegro dei costi per il quinquennio 2017-2021. A2A Energiefuture S.p.A. si è impegnata a contenere le richieste di reintegro sotto un certo cap che assicuri la copertura dei costi fissi e variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema, essendo tale livello di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (ex Delibera 111/06).

La Delibera 269/2020/R/eel ha dichiarato «essenziale» la centrale anche per il 2022 senza la previsione di impegni sugli importi riconosciuti a titolo di reintegro.

Nel 2021 ARERA ha disposto:

- con Delibera 481/2021/R/eel, la liquidazione di 14 milioni di euro corrispondenti al saldo del corrispettivo di reintegro relativo al 2018;
- con Delibera 500/2021/R/eel, la liquidazione di 16,1 milioni di euro come secondo acconto relativo al 2020;
- con Delibera 565/2021/R/eel, la liquidazione di 26 milioni di euro come primo acconto relativo al 2021.

Nel 2021 ARERA ha, inoltre, accolto due istanze riferite al costo variabile riconosciuto:

- con Delibera 434/2021/R/eel è stata definita, a partire dal 18 agosto 2021, la modifica dell'indice del combustibile, considerati i nuovi vincoli emissivi in vigore da tale data;
- con Delibera 563/2021/R/eel è stata accolta la richiesta 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 1,4% per gli sbilanciamenti negativi).

Con riferimento all'anno 2021, il valore del reintegro è stimato pari a circa 51 milioni di euro. Tale valore tiene conto dell'impegno previsto per l'anno 2021 oltre che del valore riconosciuto per gli investimenti relativi al prosieguo del regime di essenzialità nell'anno 2022; tale importo non contabilizza invece l'effetto economico – ancora incerto – del combinato disposto derivante dalla Delibera 434/2021/R/eel sulla modifica dell'indice di combustibile e dall'istanza recentemente presentata a Terna e all'Autorità per la modifica del rendimento di riferimento.

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

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

A valle dell'asta, svoltasi il 20 febbraio 2019, A2A Energiefuture S.p.A. è risultata assegnataria di 286 MVar di energia reattiva ad un prezzo medio ponderato di 28.098 €/MVar/anno. Il primo dispositivo è entrato in esercizio il 1° marzo 2020 mentre il secondo il 1° giugno 2020, in anticipo di un mese rispetto a quanto definito in esito all'asta.

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 regolazione economica avviene su base mensile.

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

La competenza 2021 è pari a circa 8 milioni di euro.

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. A questo proposito, il GSE ha già provveduto a definire l'ottava procedura competitiva (a partire dal 31 gennaio 2022) e un'eventuale nona procedura, che si aprirà il 31 maggio 2022;
- per gli impianti vicini alla competitività economica (fotovoltaico ed eolico in primis), verrà definito, nella seconda metà del 2022, 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 contingenti 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, nella seconda parte del 2022 è previsto che un apposito DM MiTE 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;
- sempre il MiTE, nella prima parte del 2022, è chiamato a definire le modalità di erogazione delle risorse stanziati dal PNRR e destinate, tra gli altri, agli impianti agrivoltaici, al biometano, all'idrogeno, alle colonnine di ricarica ed allo sviluppo di nuove reti di teleriscaldamento efficienti.

Nel 2021 il Governo è intervenuto con un nuovo DL Semplificazioni (DL 77/2021) finalizzato a favorire lo sviluppo di nuovi impianti a fonti rinnovabili. Tra i principali interventi, si segnala l'istituzione della nuova Commissione VIA per progetti PNIEC-PNRR (inclusi fotovoltaico ed eolico), l'introduzione della procedura di VIA nazionale per gli impianti fotovoltaici superiori a 10 MW, l'estensione della procedura autorizzativa semplificata per gli impianti fotovoltaici in area industriale fino a 20 MW connessi in media tensione (con esenzione della VIA fino a 10 MW) e alcuni interventi volti a favorire ulteriormente gli interventi di repowering sugli impianti esistenti.

Al 31 dicembre 2021 gli incentivi erogati dal GSE agli impianti alimentati da fonti rinnovabili del Gruppo A2A sono stati pari a 73,8 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE
milioni di euro

Feed in tariff	39,2
TO e RID	10,0
Conto Energia (FV)	24,6
Totale	73,8

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 o uguale a 3 MW). Le nuove norme preve-

dono che le Regioni disciplinino con proprie leggi entro il 31 marzo 2020 (termine prorogato al 31 ottobre 2020 dal c.d. DL Cura Italia e ad oggi non rispettato da molte Regioni) modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016. L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali e, comunque, non oltre il 31 ottobre 2022 (D.L. 18/2020).

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, altresì, 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 monetizzare l'adempimento. Per le concessioni in regime di cd. prosecuzione temporanea è previsto un canone aggiuntivo annuo determinato in via ricognitoria in 20 euro/kV.

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 scadute¹ ed esercite in regime di “prosecuzione temporanea”, da ultimo ai sensi della D.g.r. 29 dicembre 2021, n. XI/5823, della Regione Lombardia. È scaduta al 31 dicembre 2010 anche la concessione di Resio di Linea Green S.p.A. ed anche per questa è stata sancita la prosecuzione temporanea d'esercizio.

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 ACSM-AGAM S.p.A. con scadenza al 2029.

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

A seguito del ricorso presentato dalle società di vendita del Gruppo A2A avverso le delibere ARG/gas 89/10 e 77/11, con le quali ARERA aveva introdotto un coefficiente riduttivo k applicato alla componente indicizzata a copertura dei costi di approvvigionamento (QE) per gli anni termici 2010/11 e 2011/12, il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato le ragioni dei ricorrenti annullando i provvedimenti.

Con Delibera 737/2017/R/gas l'Autorità ha rideterminato il suddetto coefficiente k mentre con le Delibere 32/2019/R/gas e 247/2020/R/gas ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l'istituzione di una componente di socializzazione sulla tariffa di distribuzione e misura del gas corrisposta dai clienti con riferimento ai primi 200.000 Smc consumati (sotto-componente della UG_2 denominata UG_{2k}).

Il 31 maggio 2019 A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.r.l., Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie S.r.l.) e Gelsia S.p.A. hanno presentato istanza di accesso alla CSEA per complessivi 24,7 milioni di euro che sono stati liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021. L'importo di competenza della Business Unit Generazione e Trading è pari a 12,2 milioni di euro di cui il 75% è stato liquidato nel 2020 mentre il restante 25%, pari a circa 1,5 milioni di euro, è stato liquidato nel mese di dicembre 2021.

¹ 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.

4.2 Business Unit Mercato

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

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i. (Legge Concorrenza 2017), reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, introduce rilevanti disposizioni inerenti il mercato energetico, prevedendo, 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 i clienti domestici elettrici e gas e le microimprese elettriche², secondo modalità e criteri definiti dal MiTE volti a garantire un loro passaggio consapevole nel mercato libero.

Il DL 6 novembre 2021, n.152 (c.d. DL Recovery), ha stabilito che per i clienti domestici elettrici il passaggio avverrà in modo graduale attraverso l'introduzione di un regime transitorio fino al 1° gennaio 2024. In tale periodo dovranno svolgersi le aste volte ad assegnare i suddetti clienti ancora forniti nel servizio di maggior tutela. Il DL Recovery ha, inoltre, previsto che per i clienti cosiddetti vulnerabili e in povertà energetica continuerà ad applicarsi il servizio di tutela fintanto che non siano state adottate le misure previste dall'art. 11.2 del D.Lgs. n. 210/2021 secondo cui tutti i venditori sono tenuti ad offrire a tali clienti un prezzo che rifletta il costo dell'energia sui mercati all'ingrosso.

La Delibera 491/2020/R/eel ha definito il Servizio a Tutele Graduali (STG) da attivare con decorrenza 1° gennaio 2021 nei confronti delle piccole imprese, diverse dalle microimprese, prive di un fornitore sul mercato libero³. 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), per un periodo di 3 anni, il STG sarà erogato da operatori selezionati tramite asta organizzata da Acquirente Unico S.p.A..

L'asta, svoltasi il 26 aprile 2021, ha aggiudicato 9 lotti di clienti, con un tetto massimo aggiudicabile per singolo operatore pari al 35% dei volumi totali. I lotti sono stati assegnati in base al minor valore offerto del parametro β , espresso in €/MWh, a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA, per il quale era fissato un floor pari a zero. Le condizioni contrattuali applicate sono quelle previste per le Offerte PLACET mentre le condizioni economiche, definite da ARERA, prevedono l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" (determinato dalla ponderazione dei parametri β offerti in asta nelle diverse aree).

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. Si è sempre in attesa del DM MiTE relativo all'Elenco Venditori Elettricità.

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 operato⁴.

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

3 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.

4 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.

A partire dal 2018 ARERA è intervenuta con numerosi provvedimenti al fine di dare attuazione al disposto legislativo e più recentemente con le Delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com, la cui entrata in vigore decorre 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 delle imprese distributrici, attraverso una loro maggiore responsabilizzazione, al fine di ridurre le rettifiche messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni.

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

Le Delibere 604/2020/R/eel e 603/2020/R/gas hanno aggiornato per il 2021 le 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). Rispetto ai valori 2020 l'intervento ha visto una riduzione dei costi riconosciuti (in particolare, in entrambe le Delibere, ARERA ha dichiarato che *"non si riscontrano al momento i presupposti per interventi di riconoscimento diversi o ulteriori rispetto a quelli ordinari previsti dalla regolazione vigente"* con riferimento ai tassi di morosità che restano allineati a quelli degli anni precedenti nonostante il 2020 sia stato interessato dalla pandemia da COVID-19).

PCV €/POD/anno	2020	2021
	Unico nazionale	Unico nazionale
POD domestici	65,12	65,44
POD usi diversi	125,64	124,71

RCV €/POD/anno	2020		2021	
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	26,94	29,91	24,42	26,67
POD usi diversi	49,44	71,17	47,42	65,83

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici (RCVsm)*	41,55	44,10	41,19	42,66
POD usi diversi (RCVsm)*	69,67	101,78	72,00	107,73

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	21,55	23,92	19,54	21,34
POD usi diversi	39,55	56,94	37,93	52,67

QVD €/PDR/anno	2020		2021	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	63,61	0,7946	62,74	0,7946
PDR condominio uso domestico < 200.000	83,55	0,7946	82,39	0,7946

(*) Remunerazione commercializzazione vendita imprese societariamente separate minori (≤ 10 MIO POD)

Le Delibere 401/2021/R/gas e 402/2021/R/eel hanno posticipato l'aggiornamento 2022 delle componenti RCV, PCV e QVD al II° trimestre 2022, alla luce della necessità di effettuare approfondimenti legati all'evoluzione dell'assetto dei mercati retail nonché di allineare le modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati.

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica e incentivi alla diffusione delle bollette in formato dematerializzato

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

- a maggio 2021 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 30.000 euro, che è stato liquidato nel 2° semestre del 2021 (PUC 2020);
- ad aprile 2021 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 2020), per un importo pari a circa 900.000 euro, che sarà liquidato nel 1° trimestre 2022.

La Delibera 477/2021/R/com ha rivisto, a partire dal 2022, il meccanismo incentivante per la diffusione delle bollette in formato dematerializzato per gli esercenti il servizio di maggior tutela elettrica e tutela gas, riducendo la soglia minima dei clienti che accedono alla bolletta elettronica per ottenere il reintegro totale dello sconto riconosciuto in bolletta. Il nuovo meccanismo ha carattere retroattivo e permetterà in sede di prima applicazione (2022) di richiedere le compensazioni con riferimento agli anni intercorrenti dal 2016 al 2021.

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 parte dal 2016 (entrata in vigore del Codice di rete tipo) e 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: nel quale è riconosciuto il 75% della stima degli OGS Non Riscossi Dichiarati effettuata rispetto ai valori riscontrabili nella situazione contabile della società indicata nelle comunicazioni obbligatorie previste dall'unbundling (TIUC) e nei bilanci di esercizio approvati.

In questa prima sessione (c.d. pregresso) l'ammontare riconosciuto ha scontato una decurtazione del "Fattore recupero della morosità" (c.d.: "rec.Pricing") in quanto è stato assunto che un venditore che opera nel mercato elettrico abbia recuperato, nella sua attività di pricing, anche i costi della morosità attesa relativa agli OGS fino al 24 maggio 2016, data di pubblicazione della sentenza del CdS 2182/2016 dove è sancito il principio che i soggetti obbligati alla corresponsione degli OGS sono i clienti finali.

In questa prima sessione del meccanismo è stato riconosciuto dalla CSEA alle società di vendita del Gruppo A2A un importo pari a circa 4 milioni di euro.

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

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 della 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 mercati⁵.

5 Da ultimo 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 prossimo 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.

Nel 2016, considerato il significativo incremento dei costi di dispacciamento, ARERA 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 si sono ancora conclusi per effetto dei contenziosi che hanno generato.

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.

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.) il procedimento (avviato con Determina DSAI/81/2017/eel) non si è ancora concluso.

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.) ha, altresì, proposto ricorso verso il prescrittivo.

A2A Energia S.p.A. e Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) 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.

In data 24 settembre 2020 per A2A Energia S.p.A. e in data 26 maggio 2021 per Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.), il Consiglio di Stato ha accolto i rispettivi ricorsi avverso i provvedimenti prescrittivi e Terna S.p.A. ha provveduto a compensare rispettivamente, a novembre 2020, l'importo di circa 3,9 milioni di euro ad A2A Energia S.p.A. e, lo scorso giugno 2021, l'importo di circa 737 mila euro a Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.).

Alla luce del potere di riesame dell'Autorità, A2A Energia S.p.A. ha accantonato un fondo di pari importo e Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) un fondo di importo pari a circa 500 mila euro. La Delibera 217/2021/E/eel, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, ha infatti avviato nuovi procedimenti finalizzati a rivedere, o, eventualmente, a confermare i suddetti provvedimenti prescrittivi.

Con riferimento al contenzioso di A2A Energia S.p.A. avverso il provvedimento sanzionatorio, in data 27 settembre 2021 il Consiglio di Stato ha annullato la Delibera 164/2018/S/eel e, per effetto di questa sentenza, a dicembre 2021, sono stati liquidati alla società circa 456 mila euro. Il restante importo, comprensivo degli interessi legali maturati, verrà liquidato nel 2022.

Introduzione di un nuovo corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità

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 sarà applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo e sarà 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 capacity market.

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 pari a 39,799 €/MWh per le ore di picco (aggiornamento annuale) e a 1,296 €/MWh per le ore di fuori picco (aggiornamento trimestrale).

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 stabilito 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 Cdisp (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.

Aggiornamento delle previsioni del Testo Integrato Settlement (TIS) in materia di profilazione convenzionale dei prelievi (Load Profiling)

A seguito delle segnalazioni effettuate da alcuni operatori e della pubblicazione del DCO 435/2021/R/eel, la Delibera 570/2021/R/eel ha aggiornato le previsioni contenute nel Testo Integrato Settlement (TIS) in materia di profilazione convenzionale dei prelievi per tener conto degli impatti sul processo di settlement causati dalle rilevanti discontinuità che stanno interessando il sistema elettrico costituito, in primis, dall'installazione e successiva messa a regime degli Smart Meter 2G che permettono – tra le altre cose - la misurazione oraria dell'energia prelevata, nonché dal progressivo efficientamento degli impianti di illuminazione pubblica che prelevano meno energia rispetto al passato.

In particolare tali fenomeni fanno sì che l'attuale meccanismo di settlement, che utilizza stime basate su dati di prelievo annuali e disegnato su un sistema in fase "statica" e non soggetto a repentine modifiche come quelle descritte, non sia più in grado di attribuire mensilmente ai singoli utenti del dispacciamento una quota di Prelievo Residuo d'Area (c.d. PRA, i.e. l'energia non misurata su base oraria prelevata in una determinata area di riferimento ed allocata parametricamente a tutti gli utenti del dispacciamento attivi in tale area) coerente con i prelievi successivamente determinati sulla base dei dati di misura effettivi, con conseguenze potenzialmente negative.

Al fine di minimizzare tali impatti, l'Autorità ha modificato il meccanismo di allocazione del PRA prevedendo, a partire dal 1° quadrimestre 2022 in via semplificata e dal II° in via definitiva, l'utilizzo di dati e parametri aggiornati su base quadrimestrale, considerando a tal fine:

- i soli POD che in tale quadrimestre non saranno trattati su base oraria ai sensi del TIS;
- i dati di misura più recenti.

D'ora in poi il meccanismo di settlement, utilizzando dati di stima più granulari, sarà in grado di fornire una stima più coerente della quota di PRA attribuita al singolo utente del dispacciamento.

Aggiudicazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022

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.

Si segnala, infine, che A2A Energia S.p.A., ai sensi di quanto previsto dall'art. 44 della Delibera 491/2020/R/eel (TIV), ha provveduto a presentare apposita istanza a CSEA per accedere al meccanismo relativo ai crediti non riscossi dai clienti non disalimentabili per un importo pari a circa 330.000 euro che è stato liquidato nel mese di dicembre 2021.

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

Relativamente al contenzioso, si rimanda al corrispondente paragrafo presente nella sezione relativa alla Business Unit Generazione e Trading.

Quanto agli importi di competenza della Business Unit Mercato, in relazione alle istanze presentate il 31 maggio 2019 da A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.r.l., Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie S.r.l.) e Gelsia S.p.A., pari a 12,5 milioni di euro, il 75% è stato liquidato nel 2020 mentre il

restante 25%, pari a circa 3,1 milioni di euro è stato liquidato nel mese di dicembre 2021. (ad eccezione di Lumenergia S.p.A., per i quali si è ancora in attesa dell'erogazione di 50.000 euro).

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

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.

Archiviazione del Procedimento AGCM PS11615L nei confronti di A2A Energia S.p.A. per la rimozione dei possibili profili di scorrettezza nelle offerte commerciali ai clienti

Con provvedimento del 15 giugno 2021, l'AGCM ha invitato A2A Energia S.p.A. (cd. moral suasion) a rimuovere i profili di possibile scorrettezza in relazione alle offerte commerciali denominate A2A Click, Extra2A e Prezzo Chiaro A2A, chiedendo che, nell'ambito di qualsiasi comunicazione pubblicitaria, siano indicate tutte le componenti di prezzo e gli altri oneri, in particolare ove tali componenti siano fissate discrezionalmente dal fornitore. Contestualmente, per analoghi (e in qualche caso ulteriori) profili, l'AGCM ha avviato 13 procedimenti istruttori nei confronti di altrettanti fornitori attivi sul mercato libero, i quali in 11 casi hanno chiuso i procedimenti con l'adozione di impegni mentre altri 2 venditori sono stati sanzionati.

In particolare, AGCM riteneva che nelle comunicazioni delle offerte non fosse esplicitata in modo sufficientemente chiaro l'esistenza dei costi di commercializzazione, pur essendo questi riportati nella documentazione contrattuale. Secondo le valutazioni preliminari dell'AGCM, infatti, la mancata trasparenza di tali elementi avrebbe potuto fuorviare il consumatore il quale deve disporre, fin dalla prima presentazione promozionale, di tutte le informazioni adeguate a prevedere in modo attendibile l'ammontare della spesa globale mensile e/o annua da sostenere.

Al fine di ottenere la sollecita chiusura del procedimento, A2A Energia S.p.A. ha ritenuto opportuno apportare alcune modifiche alle comunicazioni promozionali inerenti alle proprie offerte di fornitura, tali da rendere maggiormente evidente anche in tale sede l'ammontare delle componenti del prezzo discrezionalmente definite dal venditore e, in particolare, gli oneri di commercializzazione, relative a ciascuna offerta. A2A Energia S.p.A., inoltre, si è impegnata a riprodurre le stesse modifiche sul nuovo sito internet, il cui lancio è programmato per il mese di marzo 2022.

In considerazione degli impegni proposti, l'AGCM ha riscontrato che i possibili profili di scorrettezza della pratica commerciale sono venuti meno e pertanto, in data 26 novembre 2021, ha deliberato l'archiviazione del procedimento.

4.3 Business Unit Ambiente

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

La Delibera ARERA 443/2019/R/rif ha approvato il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei Rifiuti (MTR), definendo *“i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021”*. Il provvedimento si applica alle entrate tariffarie 2020/2021, compatibilmente con le tempistiche previste per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza, con riferimento alla TARI 2021, è stata prorogata al 31 luglio 2021 per effetto del DL n. 99/2021 (c.d. Decreto Impresa e Lavori).

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori del servizio di igiene urbana siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie⁶ e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di:

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

Altre attività come la derattizzazione, lo sgombero neve, la disinfestazione zanzare, la pulizia giardini o delle scritte vandaliche, ecc. sono considerate esterne al ciclo integrato dei rifiuti urbani e non sottoposte al perimetro di regolazione. I costi di trattamento e smaltimento sono stati definiti in via transitoria *as is* nelle more della fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti con decorrenza 1° gennaio 2022 (cfr. MTR-2 per il periodo 2022-2025).

MTR si basa sul principio del full cost recovery e stabilisce che le entrate tariffarie possono crescere di anno in anno tramite l'applicazione del price cap entro un certo limite massimo di incremento. Gli Enti Territorialmente Competenti (ETC - in Lombardia i Comuni) possono presentare ad ARERA istanza per il superamento di detto limite, qualora lo ritengano necessario per assicurare il raggiungimento di previsti miglioramenti di qualità ovvero per sostenere il processo di integrazione delle attività gestite. Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

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

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

Nel primo semestre 2021 le società di igiene urbana del Gruppo A2A hanno provveduto alla redazione dei PEF grezzi 2021 per singolo affidamento secondo la nuova metodologia ARERA. I PEF finali 2021, integrati dai Comuni con i costi di propria competenza (i.e. attività di fatturazione e gestione rapporti con le utenze), sono stati successivamente verificati e validati dagli ETC.

Le società del Gruppo A2A, che gestiscono circa 300 comuni nel territorio lombardo, hanno trasmesso la documentazione di competenza ai relativi ETC per l'approvazione delle TARI 2021 e dei PEF sottesi. Nella maggior parte dei casi, in continuità con il 2020 e in presenza di affidamenti conseguiti a valle di gare, l'ETC si è avvalso dell'art. 4.5 di MTR preservando eventuali efficienze ed applicando, quindi, il valore previsto dai contratti previgenti – se inferiore al valore massimo di MTR – fatto salvo il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario della gestione.

6 Il metodo è in continuità con il DPR 27 aprile n. 158/99 ma prevede per la predisposizione dei PEF l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie e non i costi previsionali.

Con riferimento al Comune di Varese, l'ETC ha approvato i PEF 2020 e 2021 a valori inferiori rispetto ai PEF grezzi presentati da ACSM-AGAM Ambiente S.r.l.. Entrambe le delibere consiliari sono state impugnate dalla Società presso il TAR Lombardia, chiedendo l'integrazione delle maggiori somme dovute a titolo di corrispettivo per il servizio di igiene urbana reso nei due anni di riferimento al Comune di Varese (rispettivamente circa 541.000 euro e circa 355.000 euro). Entrambi i PEF così come rimodulati dall'ETC non garantirebbero l'equilibrio economico finanziario per il Gestore. Il TAR, nella seduta cautelare del 13 gennaio 2021, ha ritenuto la potenziale sussistenza di un danno patrimoniale, il cui ammontare verrà definito durante il merito del giudizio. La fissazione dell'udienza di merito dei due procedimenti riuniti alla data odierna non è stata ancora fissata.

Al 31 dicembre 2021 ARERA ha pubblicato le seguenti delibere di approvazione dei PEF 2020 relativamente ai comuni gestiti dalle società del Gruppo, confermando complessivamente i valori economici massimi delle entrate tariffarie proposti dagli ETC nelle rispettive delibere comunali e senza scostamenti di rilievo rispetto agli importi previsti dai contratti previgenti, ad eccezione del Comune di Bergamo, gestito da Aprica S.p.A., per il quale è stato registrato un incremento pari a circa 300.000 euro in sede di applicazione di MTR.

Comune	Delibera ARERA	Gestore	Valore entrate tariffarie 2020
Paderno Dugnano	369/2020/R/rif	RTI costituito da Amsa S.p.A. e da ECONORD S.r.l. Comune di Paderno Dugnano	€ 5.963.484
Cremona	397/2020/R/rif	Linea Gestioni S.r.l. Comune di Cremona	€ 10.333.852
Milano	476/2020/R/rif	Amsa S.p.A. Comune di Milano	€ 298.617.329
Lodi	6/2021/R/rif	Linea Gestioni S.r.l. Comune di Lodi	€ 7.617.815
Brescia	34/2021/R/rif	Aprica S.p.A. Comune di Brescia	€ 34.340.730
Bergamo	56/2021/R/rif	Aprica S.p.A. Comune di Bergamo	€ 19.198.125

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

La Delibera 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 degli indifferenziati e della FORSU.

Con riferimento all'igiene urbana, ARERA introduce alcuni elementi di novità principalmente riconducibili alla necessità di:

- prevedere un piano economico finanziario 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 che verranno introdotti dall'Autorità a partire dal 2023 e alla contestuale necessità di garantire la copertura dei costi aggiuntivi ai medesimi riconducibili.

In merito 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 prevista entro il 30 aprile 2022. 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 Regione Lombardia con la Delibera di Giunta n. 5777/2021 del 21 dicembre 2021 ha ottemperato al disposto previsto dall'Articolo 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 l'intera filiera dei rifiuti urbani né per la FORSU ed è al contrario caratterizzata da autosufficienza impiantistica e prezzi al cancello competitivi. La Regione ha, pertanto, 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.

Con riferimento agli impianti di trattamento collocati in Piemonte, si è in attesa della Delibera di Giunta Regionale in attuazione di quanto previsto ex articolo 6 della Delibera 363/2021/R/rif.

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.

Entro il 31 marzo 2022, 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 1 Livello qualitativo minino	SCHEMA 3 Livello qualitativo intermedio
	Qualità contrattuale = SÌ	SCHEMA 2 Livello qualitativo intermedio	SCHEMA 4 Livello qualitativo avanzato

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

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, 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 del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, 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.

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:

- 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"

Il quadro di incentivazione per la produzione di biometano

L'attuale quadro di incentivazione del biometano è 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 è atteso nella prima metà del 2022 un DM MiTE relativo all'incentivazione del biometano che estenderà il suo utilizzo non solo al settore trasporti ma anche ad altri settori (industriale, residenziale, terziario e agricoltura). Dallo schema di DM circolato a novembre 2021 è emerso che il nuovo meccanismo di supporto sarà caratterizzato da contingenti incentivabili e procedure competitive mutate dai DM di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche: l'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 che, a seconda della tecnologia, potrà arrivare fino al 40% dei costi ammissibili (relativi alle spese per la realizzazione degli impianti), allocando in questo modo anche le risorse destinate dal PNRR allo sviluppo degli impianti a biometano.

Questo nuovo strumento punta, in primo luogo, a favorire la riconversione degli impianti a biogas agricolo esistenti e, in secondo luogo, alla realizzazione di nuova capacità sempre da matrice agricola. Paiono, invece, fortemente penalizzati i nuovi impianti alimentati a FORSU, per i quali la tariffa incentivante è stata sensibilmente ridotta rispetto a quella prevista dal precedente DM 2018.

A fine 2021, per il Gruppo A2A, risultano in fase di prequalifica al GSE due impianti di produzione di biometano da FORSU che entreranno in esercizio nel 2022 e che potranno accedere al meccanismo di incentivazione dei CIC previsto dal DM 2018 (che avrà validità fino alla fine del 2022).

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

In Italia 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-quinquies 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 per le attività svolte dall'azienda, tra le quali "gestione rifiuti", "recupero di materia", "deposito temporaneo prima della raccolta", e sono state modificate le discipline di legge 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 n. 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 demanda, infine, al Ministero dell'Ambiente, con il supporto tecnico di ISPRA, la definizione di un "Programma nazionale di gestione dei rifiuti" che definisce i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e Province autonome si attengono nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. Il programma dovrà indicare il fabbisogno di recupero e smaltimento da soddisfare. Una misura che ridimensionerà la potestà degli enti locali, con le Regioni che dal canto loro avranno la possibilità di definire accordi per "l'individuazione di macro aree" che consentano "la razionalizzazione degli impianti dal punto di vista localizzativo, ambientale ed economico, sulla base del principio di prossimità".

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 decreto prevede la riduzione progressiva dei rifiuti conferiti in discarica (non più del 10% in peso dei rifiuti urbani entro il 2035) e introduce il divieto di collocare in discarica rifiuti provenienti da raccolta differenziata e destinati al riciclaggio o alla preparazione per il riutilizzo.

A partire dal 2030 verrà 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.

Legge 22 aprile 2021, n. 53

Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020.

La legge fornisce le deleghe al Governo al fine di recepire le direttive emanate dal Parlamento UE e dalla Commissione UE. Per quanto riguarda la filiera ambiente, si segnala di potenziale interesse la delega al Governo per l'attuazione della Direttiva UE 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Nell'attuazione dovranno essere seguiti determinati indirizzi, tra i quali si può segnalare:

- aggiornare, potenziare e introdurre meccanismi di sostegno per la produzione di biometano, biocarburanti avanzati, carburanti derivanti dal carbonio riciclato e idrogeno, per contribuire efficacemente alla decarbonizzazione di tutte le forme di trasporto, in funzione delle emissioni nell'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli che li utilizzano;
- prevedere misure per agevolare il massimo utilizzo dell'energia producibile da fonti rinnovabili, anche favorendo la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia, compresi i veicoli elettrici, anche attraverso un iter autorizzativo semplificato, e le connesse esigenze di ricerca e sviluppo, tenendo conto del principio di neutralità tecnologica.

Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77

Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.

Il Decreto Legge in analisi è un atto che ha l'obiettivo di velocizzare l'attuazione delle opere previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) rafforzando le strutture amministrative e snellendo le procedure.

Tale atto normativo ha un effetto potenziale sulle attività di tutta la Business Unit Ambiente, negli ambiti di valutazione di impatto ambientale (VIA) e autorizzazioni ambientali, impianti ad energie rinnovabili, gestione dei rifiuti e bonifiche di siti contaminati. Dato il suo carattere di Decreto Legge, necessita della conversione in legge entro il 31 luglio 2021.

Legge 29 luglio 2021, n. 108

Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.

L'atto converte in legge il Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77, introducendo definitivamente delle semplificazioni normative a favore della ripresa economica.

I principali argomenti di interesse per gli impianti della Business Unit Ambiente riguardano:

- autorizzazioni di impianti a fonti rinnovabili, tra cui quelli per la produzione di biometano;
- semplificazione delle procedure in materia di impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti e di end-of-waste;
- chiarimenti e semplificazioni relativamente alla responsabilità del produttore dei rifiuti, eliminando la necessità di attestazione di avvenuto smaltimento per i rifiuti inviati a operazioni intermedie.

D.Lgs. Governo 8 novembre 2021, n. 199

Attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Il presente decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile italiano, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. Inoltre, vengono introdotte norme rispetto all'efficientamento energetico.

4.4 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 dei settori elettrico e gas nel periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027). Il provvedimento fa seguito ad un'intensa fase di consultazione (DCO 308/2021/R/com e 488/2021/R/com), ad una specifica raccolta dati a cura di ARERA per la valutazione del costo del debito delle imprese e a momenti di confronto con operatori ed associazioni di categoria.

Sono confermate le principali caratteristiche dei meccanismi regolatori 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 vengono introdotte rilevanti novità nella modalità sia di aggiornamento che di definizione dei singoli elementi che lo compongono:

- i. 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;
- ii. 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;
- iii. 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 a 66,6% nel secondo triennio 2025-2027.
- iv. 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 per i servizi che ad oggi presentano un valore inferiore a 0,4.

In conclusione la riduzione del WACC per i settori infrastrutturali elettrici e del gas di interesse del Gruppo A2A è stata del -0,7% con un impatto negativo nell'ordine dei -16 milioni di euro.

	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%

Nuovi criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS base)

La Delibera 271/2021/R/com ha avviato un procedimento finalizzato a definire un nuovo metodo di calcolo dei costi riconosciuti 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, ovvero considerando congiuntamente sia i costi operativi che quelli di capitale. Il procedimento per l'adozione del nuovo approccio (definito Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS) dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2022 ed 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.

ARERA, nell'ambito del procedimento avviato con la suddetta Delibera, a fine dicembre ha pubblicato il DCO 615/2021/R/com.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2021 e definitive 2020

La Delibera 122/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale mentre la Delibera 117/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020.

La Delibera 559/2021/R/gas che, tra le altre cose, ha determinato gli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (IRMA, cfr. infra), ha rideterminato le tariffe di riferimento dal 2015 al 2020.

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2021 milioni di euro	Unareti (*)	ASVT	LD Reti	RetiPiù	Gruppo ACSM-AGAM (**)	Totale
Cap. Centralizzato	47	1	11	12	11	82
RAB Distribuzione	791	11	166	126	166	1.260
RAB Misura	137	1	27	36	27	228
Totale	975	13	204	174	204	1.570

(*) La RAB di Unareti S.p.A. è al netto delle località cedute a RetiPiù S.r.l. dal 1° novembre 2020 (56, rientranti negli Atem Bergamo 1, 2, 3, 5 e Milano 4) e di quelle cedute a Italgas S.p.A. dal 1° febbraio 2020 (7, rientranti nell'ATEM Alessandria 4).

(**) Include le società Lereti S.p.A., Serenissima Gas S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.. I valori della RAB di Lereti S.p.A. sono espressi al netto delle 4 località (Varese, Brizio, Casciago e Lozza) dove la proprietà dei cespiti è dei Comuni.

A partire dal 2018 la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche è stata azzerata, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi netti effettivamente sostenuti così come rendicontati nei conti annuali separati e calcolati secondo criteri definiti dall'Autorità. A partire dal 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto con successivo saldo a copertura di tali costi.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi e di capitale 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). Con Delibera 413/2021/R/gas sono stati riconosciuti gli importi relativi al 2019, pari ad un totale di circa 3,6 milioni di euro. A dicembre 2021 è stata avviata la raccolta delle istanze per il riconoscimento dei costi relativi all'anno 2020.

La Delibera 596/2020/R/gas ha determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 2021, valorizzando per la prima volta le componenti tariffarie VR e ST legate alle procedure competitive per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, nonché la componente CE applicabile solo nel nuovo macro ambito tariffario "Sardegna" e destinata ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente. In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, alla luce del forte aumento dei costi dell'energia che ha caratterizzato la seconda parte del 2021 e delle indicazioni governative, ha provveduto a ridurre sensibilmente gli Oneri Generali di Sistema a carico dei clienti domestici e non domestici, utilizzando i fondi messi a disposizione dal Governo stesso.

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.

A valle del DCO 545/2020/R/gas ARERA ha adottato la Delibera 287/2021/R/gas e successivamente, è stata emanata la Determina 3/2021 DIEU stabilendo:

- 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 definitivi relativi agli anni dal 2020 al 2024.

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 previgente;
- 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 (6,3% per il 2020 e per il 2021). 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 della società. Nell'ambito del suddetto ricorso, il 5 febbraio 2021 Unareti S.p.A. ha depositato istanza di verifica, successivamente accolta dal TAR, il quale ha successivamente fissato al 30 marzo 2022 il termine ultimo delle attività di verifica.

Regolazione della 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 (elemento ad oggi non ancora pienamente sviluppato) e la tempestiva eliminazione delle dispersioni entro i tempi previsti dalle norme tecniche vigenti. 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.

La Delibera 596/2021/R/gas ha definito i premi e le penali per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas relativi al 2018, riconoscendo complessivamente ai distributori del Gruppo A2A circa 2,6 milioni di euro (2,7 milioni di euro di premi e circa 0,1 milioni di euro di penali).

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, anche ai fini tariffari, avrà avvio da marzo 2022: a partire da tale data saranno applicabili le condizioni migliorative offerte dalla Società in sede di gara.

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 conguaglio 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.

La Delibera 230/2021/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2022 mentre quelli del 2021 erano stati approvati dalla Delibera 180/2020/R/gas.

Valore RAB di Retragas S.r.l. sottesa alle tariffe definitive 2021 e alle tariffe provvisorie 2022 milioni di euro	Tariffe definitive 2021	Tariffe provvisorie 2022
RAB Trasporto	42,5	45,9
RAB Misura	0,8	1,6
Totale RAB	43,3	47,5

La Delibera 539/2020/R/gas ha, tra l'altro, valutato i piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale predisposti dagli operatori relativamente al 2019 e 2020. Con riferimento al piano di Retragas S.r.l. finalizzato alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento, l'Autorità, alla luce di alcune criticità, ha ritenuto opportuno proseguirne la valutazione nei prossimi piani.

Infine, 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 (6PRT), decorrente dal 2024 e che dovrà tener conto, tra le altre cose, anche degli orientamenti in merito alla "Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS" (si veda specifico paragrafo).

Riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto

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, livelli di qualità.

La nuova regolazione è finalizzata a responsabilizzare maggiormente i vari soggetti coinvolti nella filiera, definendone i ruoli ed introducendo – come già previsto in numerosi altri casi – 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.

Nella prima parte del 2022 sarà avviata un'attività di coordinamento tra trasportatori al fine di procedere al censimento degli impianti di misura entro metà 2022 per poi partire, dal 2023, con la fase di monitoraggio delle performance (e relativa reportistica, anche verso l'Autorità) e, dal 2024, con il sistema di incentivazione.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2021 e definitive 2020

La Delibera 159/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per le imprese che servono oltre 25.000 POD mentre la Delibera 131/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020 per gli operatori che servono almeno 25.000 POD.

A seguito della pubblicazione da parte di ARERA degli elementi di dettaglio relativi alle tariffe di riferimento definitive 2020 per i servizi di distribuzione e di misura, come previsto dalla Determina DIEU 12/2020, si riportano i valori della RAB elettrica.

Valore della RAB ELETTRICA sottesa alle tariffe provvisorie 2021 milioni di euro	Unareti (*)	LD Reti	RetiPiù	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	604	53	22	14	693
RAB Misura	68	3	1	2	74
Totale	672	56	23	16	767

(*) La RAB Misura di Unareti S.p.A. contiene circa 21 milioni di euro di investimenti in misuratori 2G relativi al 2020 a pre-consuntivo 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.

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 gradualità⁷. 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). Si segnala, inoltre, che le Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel hanno approvato, rispettivamente, le tariffe di riferimento per l'anno 2016 e 2017 per i distributori che servono meno di 25.000 POD.

Le Delibere 564/2020/R/eel e 566/2020/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie per l'anno 2021 relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica riferite, rispettivamente, ai clienti non domestici e domestici.

In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, in applicazione del c.d. DL Sostegni e in piena coerenza con quanto già fatto nel 2020, con Delibera 124/2021/R/eel e successivamente con Delibera 279/2021/R/eel, ha modificato, rispettivamente, per i mesi di aprile – giugno e luglio 2021, per i clienti non domestici connessi in BT, le tariffe di rete e gli oneri generali di sistema agendo sulle quote fisse e le quote potenza così da determinare un risparmio. Successivamente, a causa del forte aumento dei costi dell'energia che ha caratterizzato la seconda parte del 2021, l'Autorità, seguendo le indicazioni del Governo ed utilizzando i fondi da questo messi a disposizione per sostenere i consumatori (in particolare, utenti BT fino a 16,5 kW), ha agito principalmente sugli oneri generali di sistema a carico di tali clienti finali, in una prima fase (luglio-settembre) riducendoli sensibilmente e, successivamente (ottobre-dicembre) azzerandoli.

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 TIC⁸. 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 ammasso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione e gestito nell'ambito dei meccanismi perequativi già previsti dalla regolazione;

7 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.

8 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).

- 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 gli 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).

Aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (i.e. TIQE): 2020-2023

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

- 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 Milano, 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” (regulatory sandbox), 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.

TIQE: 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.

La Determina 2/2017 DIEU ha approvato le “Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima”, mentre il MiTE è intervenuto con un proprio documento di indirizzo che richiedeva ai distributori concessionari l'integrazione dei piani di sviluppo con un'apposita sezione, analitica e soggetta a monitoraggio, dedicata agli interventi per l'incremento della resilienza e per la robustezza della rete.

A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) ha introdotto l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici⁹ di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna S.p.A. o con il distributore di riferimento; ii) ha previsto un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

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

- 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, la Delibera 534/2019/R/eel ha fissato un limite massimo al premio di un singolo intervento, ponendolo pari al costo dello stesso al fine di evitare il rico-

⁹ Per le “principali imprese distributrici” si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

noscimento di una sovra-remunerazione superiore al costo dell'intervento già coperto in RAB. Infine, in relazione alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi¹⁰ 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 penalità da versare sul conto CSEA "Qualità dei servizi elettrici" relativi agli interventi eleggibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente. A tal proposito, si segnala che la Delibera 432/2020/R/com, a seguito dell'emergenza epidemiologica COVID -19, ha definito il posticipo di un semestre per la conclusione dei soli interventi inclusi nel Piano 2019-21.

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.

Entro il 30 giugno 2021 Unareti S.p.A. ha inviato ad ARERA il Piano di Sviluppo 2021 al cui interno è stata predisposta la sezione dedicata al Piano Resilienza 2021-2023 che contiene 21 nuovi interventi per investimenti complessivi pari a circa 10 milioni di euro. In esito all'esame del suddetto Piano, la Delibera 537/2021/R/eel ha stabilito per Unareti S.p.A. l'erogazione di un premio netto pari a 1,23 milioni di euro alla luce dei 14 interventi completati nel 2020.

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 di durata triennale, posticipata di un semestre per effetto della Delibera 432/2020/R/com (1° gennaio 2020 – 30 giugno 2023), in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all'effettuazione di tali interventi, l'Autorità, oltre alla definizione di un "Contratto Tipo", 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 tariffari¹¹, previa conclusione entro il 31 marzo 2023¹² del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

La pandemia COVID-19 e le relative misure restrittive hanno costretto a posticipare l'avvio della campagna ispettiva a causa dell'impossibilità di poter accedere ad aree private in totale sicurezza. Le attività, pertanto, hanno preso il via in modo massivo ad inizio 2021.

Unareti S.p.A. effettuerà 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 un cronoprogramma di massima che prevede su Milano circa 550 ispezioni al mese, mentre su Brescia circa 200, tenuto conto che il termine fissato da ARERA per la conclusione del censimento è il 31 marzo 2023.

Relativamente agli ammodernamenti, nel 2021 sono stati stipulati contratti con 10 condomini (tutti con centralizzazione dei contatori), di cui 2 sono stati gli ammodernamenti conclusi e rendicontati con contributi complessivamente liquidati pari a 90.800 euro, mentre sono stati 6 quelli per cui Unareti S.p.A. ha concluso i lavori ma si è in attesa che vengano finalizzate le attività di finitura in capo al condominio

10 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.

11 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.

12 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.

e della successiva rendicontazione. Questi ultimi comporteranno l'erogazione di contributi totali pari a 82.500 euro.

Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione ed approvazione del PMS2 di Unareti S.p.A.

In vista della sostituzione dei misuratori elettrici di prima generazione (1G) che avranno completato la loro vita utile regolatoria (15 anni), la Delibera 87/2016/R/eel ha stabilito i requisiti funzionali e le specifiche dei misuratori dell'energia elettrica in BT - versione 2.0, nonché i livelli di performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione.

La Delibera 646/2016/R/eel definisce, per i distributori > 100.000 POD, le modalità di riconoscimento dei costi, successivamente aggiornate per il periodo 2020-2022 dalla Delibera 306/2019/R/eel.

Le principali disposizioni in materia sono così sintetizzabili:

- presenza di obblighi relativi all'avvio/conclusione della fase massiva del piano di sostituzione. In particolare, per i distributori >100.000 POD si ipotizza l'avvio della fase massiva entro il 2022 con l'obiettivo di sostituzione di almeno il 90% dei misuratori esistenti entro il 2025. Gli obblighi per i distributori < 100.000 POD sono stati definiti dalla successiva Delibera 106/2021/R/eel;
- obbligo di predisporre approfonditi piani di messa in servizio di un sistema di smart metering 2G (PMS2) con pubblica consultazione degli stessi nei modi definiti dall'Autorità;
- determinazione di una soglia unica pari a 130 €/misuratore per il calcolo della c.d. condizione di spesa massima di capitale per l'ammissione del piano ad una valutazione c.d. fast track;
- specifiche modalità di riconoscimento degli investimenti in smart meter 2G, con la possibilità di ottenere premi o penali in base al grado di coerenza tra i costi unitari effettivamente sostenuti rispetto a quelli concordati con l'Autorità. Inoltre, è previsto un numero massimo di misuratori 2G di prima installazione riconoscibili in tariffa per ciascun anno del piano (c.d. Piano Convenzionale – PCO, definito in base al c.d. profilo tariffario di installazione dei misuratori 1G). In tale ambito è stato introdotto un meccanismo correttivo del PCO che viene modulato così da anticipare da fine ad inizio periodo il riconoscimento in tariffa di una parte delle quantità di misuratori complessivamente da sostituire;
- presenza, a partire dal 4° anno del piano, di un meccanismo di penalizzazione in caso di mancato rispetto dei livelli di performance fissati dall'Allegato B alla Delibera 87/2016/R/eel (% di letture raccolte entro 24 ore e % di successo delle operazioni di telegestione entro 4 ore). La penalità annua è parametrata alla spesa di capitale ammessa al riconoscimento tariffario e al livello di mancato rispetto degli obblighi. È, altresì, previsto un meccanismo penalizzante in caso di mancato rispetto dell'avanzamento del PMS2. Sono, comunque, presenti tetti annuali e pluriannuali alle penalizzazioni che possono essere comminate.

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

Nelle more dell'avvio dei piani di sostituzione, l'Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per gli anni 2017-2020 (tariffe 2018-2021), limitando il costo unitario riconosciuto al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015. Similmente, è stato anche definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria" (cfr. TIME 2020-2023). Il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018-2020 (tariffe 2019-2021), è pari alla somma di:

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

A valle di un ampio confronto con gli Uffici dell'Autorità, la Delibera 278/2020/R/eel ha approvato il Piano 2G proposto da Unareti S.p.A. che contiene 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).

La Delibera 106/2021/R/eel definisce, per i distributori che servono meno di 100.000 POD, le modalità di riconoscimento dei costi relativi agli smart meter 2G:

- obbligo di installazione a partire dal 1° gennaio 2022 e obbligo di messa in servizio entro il 2025 di almeno il 90% dei misuratori installati su punti attivi BT al 31 dicembre 2020;
- riconoscimento degli investimenti 2G basato su un costo standard unitario omnicomprensivo (fisso per l'intero piano e pari a 145 euro) da applicare al quantitativo fisico di misuratori 2G messi in servizio

nell'anno di riferimento, calcolato considerando un limite massimo ai misuratori 2G messi in servizio in sostituzione di misuratori 2G già installati. Il capitale investito esistente al 31 dicembre 2021 relativo a sistemi 1G verrà riconosciuto in tariffa fino a conclusione della sua vita residua, mentre nuovi investimenti 1G non saranno riconosciuti;

- sono previsti meccanismi di penalizzazione simili a quelli definiti per gli operatori di maggiore dimensione (i.e. penalizzazione una tantum per mancato avanzamento del roll-out massivo e penalizzazione per underperformance del sistema di smart metering 2G) anche se con sistemi applicativi molto più semplificati.

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

La Delibera 568/2019/R/eel, come modificata dalla successiva Delibera 395/2020/R/eel¹³, è intervenuta in tema di regolazione dei flussi di energia reattiva sulle reti apportando significative modifiche. In particolare, ARERA ha definito livelli minimi del fattore di potenza sia per i prelievi che per le immissioni di reattiva, al cui superamento è fatto obbligo il pagamento di penali definite in base a specifici corrispettivi unitari da applicare rispettivamente sia ai clienti finali in AT e AAT e alle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN, sia ai clienti finali in MT e a quelli non domestici in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 KVA, così come ai punti di scambio tra reti di distribuzione in MT e BT. In particolare, l'elemento di maggiore novità riguarda il divieto di immettere in rete energia reattiva (imposto dal vincolo del fattore di potenza unitario) in tutti i periodi della giornata e la conseguente applicazione di penali.

ARERA ha, tuttavia, previsto la facoltà, da parte di Terna S.p.A. e delle imprese distributrici, di sottoscrivere deroghe all'applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di reattiva qualora tale applicazione determini criticità nella gestione della rete.

La Determina 02/2021 DIEU ha approvato un programma di azioni propedeutiche all'attuazione della suddetta regolazione allo scopo di acquisire elementi necessari per definire i successivi provvedimenti, definendo un preciso cronoprogramma ed assegnando a ciascun soggetto coinvolto (Terna S.p.A. e le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN in alta o altissima tensione) specifici obblighi di reportistica verso l'ARERA.

Alla luce di ciò e in un'ottica di ottimizzazione del piano di investimenti da realizzare, Unareti S.p.A. ha avviato un tavolo tecnico con Terna S.p.A. mirato all'identificazione dei nodi di rete sui quali andare a compensare l'energia reattiva immessa/prelevata per le aree di Milano e Brescia attraverso l'installazione di sistemi di rifasamento, anche valutando l'adozione di una logica aggregativa per cabine primarie omogenee per livello di tensione. Tali analisi si sono concretizzate con l'invio all'ARERA, lo scorso 31 ottobre, di una "Relazione congiunta Terna/Unareti" contenente gli esiti delle attività di coordinamento per la pianificazione degli interventi finalizzati al controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva.

A valle del processo sopra descritto, a fine novembre è stato pubblicato il DCO 515/2021/R/eel contenente gli orientamenti di ARERA per completare la regolazione tariffaria in tema di energia reattiva di cui è atteso il provvedimento finale nel corso del primo trimestre 2022.

Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete

Sin dal 2016, 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), ARERA ha intrapreso molte iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori.

La Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un sistema di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato sia dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell'ammontare per gli anni precedenti, sia dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS. Unareti S.p.A., come per gli anni precedenti, ha aderito a tale meccanismo anche per il 2021 e ha chiesto il riconoscimento di un ammontare complessivo pari a circa 2,3 milioni di euro che gli sono stati riconosciuti nel mese di dicembre 2021.

La Delibera 461/2020/R/eel ha successivamente introdotto un analogo meccanismo di compensazione per il mancato incasso degli oneri di rete non altrimenti recuperabili relativi al periodo 1° gennaio 2016-31

¹³ Tale Delibera 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. In base agli orientamenti riportati da ARERA nel DCO 515/2021/R/eel, tale data dovrebbe essere ulteriormente posticipata al 1° luglio 2022.

dicembre 2019. Unareti S.p.A. ha aderito a tale meccanismo e, entro la scadenza del 30 giugno 2021, ha richiesto il ristoro di un ammontare netto pari a circa 800.000 euro riconosciuto, a valle delle verifiche previste, da CSEA a dicembre 2021 al netto dell'acconto già corrisposto a dicembre 2020 (e pari a circa 500.000 euro).

Infine, con la Delibera 261/2020/R/eel ARERA ha apportato integrazioni urgenti al CTTE in tema di prestazione delle garanzie e gestione degli inadempimenti, allo scopo di rafforzare la tutela dei distributori. In particolare, sono state introdotte disposizioni limitative alla forma del rating creditizio e delle fidejussioni assicurative accettabili.

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

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

I distributori 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 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
	2021	1,27	1,57	60%	2
Decreto Ministeriale 21 Maggio 2021	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 successivo DM MiTE entro il 31 dicembre 2021. Le aste avranno ad oggetto il valore economico del TEP risparmiato, secondo il criterio del pay-as-bid, e potranno riguardare settori e progetti specifici. Potranno accedere a tale sistema incentivante i soggetti che sostengono l'investimento per la realizzazione del progetto di efficientamento.

La Delibera 358/2021/R/efr ha definito il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020, ponendolo pari a 250 €/TEE mentre il corrispettivo addizionale è stato definito in 10 €/TEE (valore massimo applicabile).

Successivamente ARERA con Delibera 547/2021/R/efr ha determinato un contributo tariffario eccezionale per l'anno d'obbligo 2020 pari a 7,26 €/TEE, riconoscendo le difficoltà riscontrate dai soggetti obbligati nell'approvvigionamento di titoli sul mercato, dovute da un lato alla tardiva introduzione del DM 2021 (pubblicato solo a maggio 2021 e che prevedeva la riduzione degli obblighi per l'anno 2020) e, dall'altro lato, al perdurare delle criticità relative al rilascio di nuovi TEE (anche per il protrarsi della crisi pandemica). Tale ultimo provvedimento ha permesso ai distributori del Gruppo A2A di ridurre le perdite stimate per un importo complessivo di circa 1,8 milioni di euro.

La Determinazione DMRT/EFC/16/2021 ha definito gli obiettivi per l'anno d'obbligo 2021. I valori per le società del Gruppo A2A sono riportati nella tabella seguente e rispetto all'anno d'obbligo 2020 si assiste ad una significativa riduzione degli obblighi dovuta al ridimensionamento dei target introdotto con il DM 21 maggio 2021.

Soggetto obbligato	Obbligo TEE 2020	Obbligo TEE 2021
Unareti S.p.A.	149.008	46.979
Lereti S.p.A.	26.187	10.449
LD Reti S.r.l.	32.497	12.411
RetiPiù S.r.l.	18.540	6.205
Totale	226.232	76.044

Mobilità elettrica

È in fase di revisione da parte del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili 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 crescente diffusione dei veicoli elettrici (il PNIEC ne stima 6 milioni al 2030) e il conseguente incremento delle IdR non solo aumenterà l'energia richiesta per la ricarica ma tali veicoli, attraverso le IdR, potranno fornire preziosi servizi alla rete di trasmissione e, nel medio-lungo termine, anche alle reti di distribuzione: le batterie, infatti, hanno la capacità di erogare velocemente servizi in immissione/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, tramite la pubblicazione di un chiarimento, ha ufficialmente previsto 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 le sinergie e i risparmi da ciò derivanti (ripartizioni componenti fisse, sinergie sulla potenza massima e sui costi di connessione).

Con l'approvazione del D.Lgs. n. 199/2021 sono previste alcune novità per quanto concerne l'installazione di IdR accessibili al pubblico. In particolare:

- sono stati introdotti alcuni interventi volti a semplificarne l'iter autorizzativo;
- è stata introdotta la possibilità per i Comuni di prevedere l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei 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, dovrà definire misure tariffarie applicabili alle IdR accessibili al pubblico al fine di favorire la diffusione di veicoli elettrici. Tali misure potranno 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).

Si segnala, infine, che il PNRR ha stanziato risorse per l'installazione di IdR accessibili al pubblico per circa 750 milioni di euro, che verranno destinate alla realizzazione di circa 20.000 punti di ricarica ultra veloce su tutto il territorio nazionale: l'allocazione di questi finanziamenti è prevista a partire dal 2023.

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 e le procedure per l'aggiornamento biennale infraperiodo 2022-2023: in particolare la componente a copertura del costo degli oneri finanziari e fiscali è scesa al 4,8% (il precedente valore in vigore fino al 2021 era pari al 5,24%).

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 che risultino invariati da più di 4 anni ed applicazione ai LIC di un tasso più basso rispetto alle immobilizzazioni entrate in esercizio e decrescente nel tempo;
- la redazione, in aggiunta al Piano degli Interventi, di un Piano per le Opere Strategiche (POS) 2020-2027 contenente la previsione degli interventi infrastrutturali dedicati ad opere complesse con vita utile maggiore/uguale a 20 anni prioritarie per la qualità del servizio. I LIC delle opere contenute nel POS beneficiano di un riconoscimento tariffario completo (e non decrescente);
- la modifica delle vite utili regolatorie, per i cespiti entrati in esercizio dal 2020, suddividendo i cespiti tra acquedotto, fognatura, depurazione ed attività comuni ed associandoli al relativo macroindicatore della qualità tecnica e commerciale;
- l'introduzione di un incentivo per le misure messe in atto dal Gestore tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura;
- 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 strategiche.

Nell'ambito Brescia, le proposte tariffarie per il periodo 2020-2023, approvate dal CdA dell'EGA il 29 dicembre 2020, sono state confermate dal Consiglio Provinciale il 2 marzo 2021. Per il biennio 2020-2021 A2A Ciclo idrico S.p.A. e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. hanno applicato incrementi tariffari, rispettivamente, pari al 2% e all'1,5% annuo.

Per quanto riguarda il Gestore Lereti S.p.A. appartenente al Gruppo ACSM-AGAM:

- nell'ambito Varese, le proposte tariffarie acquedotto 2020-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 29 aprile 2021 e ora sono al vaglio di ARERA per l'approvazione definitiva. Per il 2021 l'incremento tariffario è pari all'8,4% annuo;

- nell'ambito Como, le proposte tariffarie acquisite 2012-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 9 marzo 2021: per il 2021 l'incremento tariffario è pari all'8,4% annuo. In data 21 dicembre 2021 il CdA dell'EGA di Como ha deliberato a favore della società un importo pari 15,3 milioni di euro a titolo di "riconoscimento di partite pregresse" con riferimento agli anni 2010-2011, riservandosi di stabilire con successivo provvedimento le modalità di ripartizione e fatturazione agli utenti di tale somma (data esclusivamente dal differenziale costi/ricavi senza applicazione di inflazione e oneri finanziari). Per quanto concerne le "partite pregresse" relative al periodo 2001-2009 e che ammontano ad ulteriori 24 milioni di euro, anche considerato l'esito della conferenza dei servizi con i Comuni coinvolti (Como, Brunate, Cernobbio), il CdA dell'EGA si è dichiarato non competente.

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2021	RAB 2019 (residua netta) sottesa alle tariffe 2021
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	90,3	305,7
ASVT S.p.A.	9,6	20,1
Lereti S.p.A. - COMO	16,4	46,2
Lereti S.p.A. - VARESE	26,6	38,7

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, contestando il perimetro dei costi (di capitale e operativi) riconosciuti in quanto non sarebbe stata inclusa la totalità dei comuni gestiti dalla società.

Il Gestore Lereti S.p.A., relativamente all'ambito Como, ha notificato ricorso al TAR in data 23 marzo 2021 a causa della mancata conclusione dell'istruttoria in merito alle "partite pregresse". Analoga impugnativa è in corso di predisposizione verso la Delibera 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.

Integrazione della disciplina in materia di misura del SII (TIMSII)

La Delibera 609/2021/R/idr 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/idr (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 occorse a valle del misuratore sugli impianti di responsabilità dell'utente. Si tratta di perdite 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 ed all'articolazione tariffaria approvata (con indicazione delle modalità per comunicare la numerosità del proprio 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.

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali (TICSI)

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali sul territorio nazionale, la Delibera ARERA 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TICSI) in vigore dal 1° gennaio 2018.

Il TICSI introduce il concetto di "tariffa pro-capite standard" e prevede:

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

L'articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base dei dati forniti dai Gestori ed avrebbe dovuto essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018:

- l'EGA di Brescia ha approvato la nuova articolazione in data 13 febbraio 2020 e il 31 luglio ha definito le linee guida da utilizzare per la fatturazione: ciascun Gestore dell'ambito dovrà riconguagliare entro il 31 dicembre 2021 le annualità relative al 2018, 2019 e 2020;
- l'EGA di Como ha approvato la nuova articolazione in data 19 gennaio 2021 con decorrenza 1° gennaio 2018. Nel corso del 2021 sono state avviate le procedure di conguaglio da parte della società Lereti S.p.A. con riferimento alle annualità 2018, 2019 e 2020, applicando gli incrementi tariffari deliberati nella medesima seduta;
- l'EGA di Varese aveva già approvato la nuova articolazione nel 2019.

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

L'art. 1, comma 516, della Legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "Piano nazionale di interventi nel settore idrico", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi». Gli interventi del Piano nazionale, segnalati dagli EGA all'ARERA, sono finanziati con risorse pubbliche.

Il successivo DPCM 1° agosto 2019 recante "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico - sezione acquedotti" approva 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 al Comune di Calvisano (BS) gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A. per la realizzazione della rete di acquedotto, fognatura e depurazione.

ARERA ha provveduto a redigere un primo elenco degli interventi necessari ed urgenti all'interno dei quali l'intervento di Calvisano ha beneficiato fino ad oggi di contributi pari a 5,3 milioni di euro.

La Delibera 284/2020/R/idr ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari ed urgenti ai fini dell'aggiornamento della sezione «acquedotti» del Piano nazionale. L'Autorità intende definire un'unica pianificazione (presentata dai rispettivi EGA e Regioni) basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028, cui destinare la totalità delle risorse residue previste dall'articolo 1, comma 155, della Legge 145/2018. Nell'ambito di tale procedimento il Gruppo ACSM-A-GAM ha presentato nel mese di settembre alcuni progetti strategici che devono essere ancora validati da Regione Lombardia.

In considerazione del perdurare dell'emergenza sanitaria la Delibera 58/2021/R/idr introduce misure di semplificazione al fine di garantire una tempestiva erogazione delle risorse per la progettazione e la realizzazione degli interventi contenuti nell'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019. Con riferimento a Calvisano, la Delibera 582/2021/R/idr autorizza la CSEA ad erogare la quota di finanziamento pari a 1,17 milioni di euro (finanziamento rimanente pari a circa 1,1 milioni di euro).

Segnalazione ARERA 331/2021/I/idr sulle criticità dei servizi idrici in alcune regioni del Mezzogiorno e formulazione di proposte di revisione della disciplina vigente

Con la Delibera 331/2021/I/idr l'Autorità, visto lo stato di criticità del servizio idrico in alcune regioni del Mezzogiorno, ha ritenuto opportuno segnalare al Governo e al Parlamento l'utilità di interventi normativi di modifica delle vigenti previsioni legislative per accelerare l'affidamento del SII.

In alcune zone del Paese permangono, infatti, rilevanti criticità nella gestione del SII, 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 fattibilità nella realizzazione delle infrastrutture). La presenza di EGA pienamente operativi nonché il completamento delle procedure di affidamento del servizio ad un gestore integrato sono, inoltre, condizioni necessarie per l'allocazione delle risorse del PNRR e per un'efficace implementazione degli interventi selezionati,

Pertanto ARERA ritiene necessario intervenire a livello normativo per superare le criticità gestionali del SII ed aumentarne l'efficienza, in particolare nelle regioni del Sud, e propone di fissare un termine perentorio entro cui concludere i processi di affidamento e, una volta decorsi i termini, procedere all'affidamento, per un periodo di 4 anni, comunque rinnovabile, ad un soggetto societario a controllo pubblico che, sulla base della disciplina dei contratti pubblici, possa far ricorso a soggetti dotati di adeguate capacità industriali e finanziarie per la fornitura del servizio.

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento (o telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una 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, l'introduzione dell'obbligo di autolettura, la definizione delle modalità di calcolo per la stima e la ricostruzione dei consumi e le regole per l'archiviazione dei dati. È stata rinviata a successivo provvedimento la regolazione delle caratteristiche prestazionali minime dei misuratori.

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 finali 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, confermando le disposizioni del TUAR vigente, ha razionalizzato ed armonizzato i contenuti dei diversi testi integrati (TITT, RQTT e TIMT) che saranno applicati dal 1° gennaio 2022. L'Allegato B alla medesima Delibera approva il Testo Unico per la classificazione dimensionale degli esercenti il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 (TUD), definendo obblighi differenti per gli esercenti in base alle

loro 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) invece avverrà esclusivamente 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 vengono 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 dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (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 sono state traslate le definizioni di pronto intervento nella RQTT e nel TITT. Sono stati 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.

Continuano gli incontri con ARERA nell'ambito del focus group relativo alla regolazione in tema di condizioni di accesso degli impianti di produzione di calore di terzi alle reti di teleriscaldamento.

Chiusura con esito negativo della visita ispettiva del GSE sull'impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento di Canavese (MI)

L'impianto di cogenerazione di Canavese abbinato ad una rete del teleriscaldamento è stato qualificato IAFR dal GSE in data 28 luglio 2010 ai fini dell'ottenimento dei Certificati Verdi (CV). Il periodo di incentivazione è decorso dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2018.

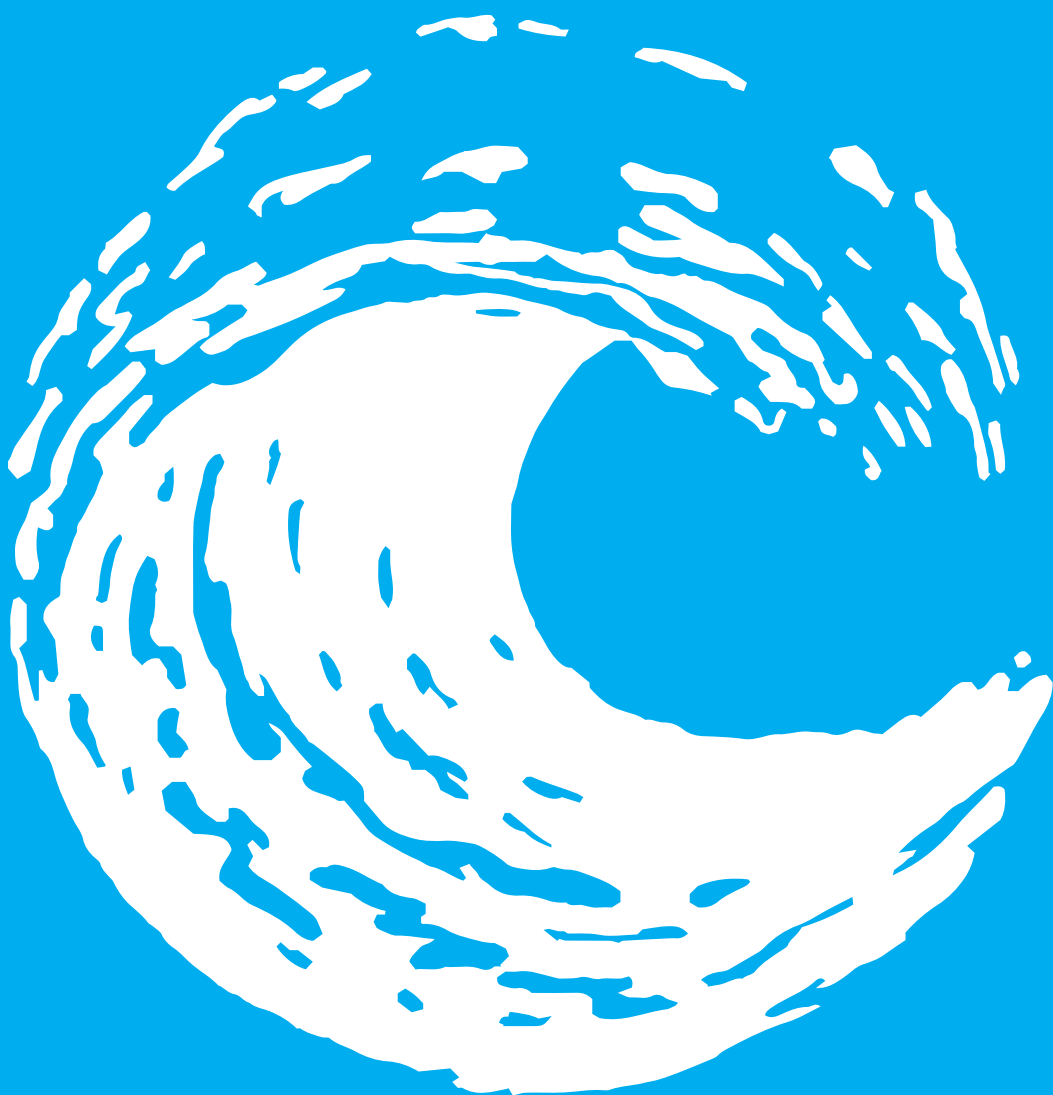
Nei giorni 12-14 marzo 2018 il GSE ha avviato un procedimento di verifica volto ad analizzare l'ottenimento: i) della qualifica CAR (Cogenerazione Alto Rendimento) e ii) degli incentivi CV.

In data 25 marzo 2019, dopo una serie di integrazioni fornite dalla società, il GSE ha inviato una lettera di primo esito in cui ha contestato l'indebito ottenimento dei CV anche sul calore erogato su tubazione primaria entrata in esercizio dopo il 31 dicembre 2009, data considerata dal GSE quale termine ultimo per estendere la rete ai fini dell'incentivo.

A febbraio 2020 il GSE ha chiuso positivamente la visita ispettiva con riferimento alla sola verifica della qualifica CAR tenuto conto di un malfunzionamento degli strumenti di misura.

Con lettera del 24 novembre 2021 il GSE ha concluso, invece, con esito negativo la verifica relativa agli incentivi CV erogati il cui importo dovrà essere ri-calcolato seguendo le indicazioni comunicate dal GSE: la restituzione stimata ammonta a circa 13 milioni di euro (già accantonanti in un fondo rischi pari a 14,4 milioni di euro).

La società sta predisponendo il ricorso amministrativo al TAR Lazio contro la lettera del GSE del 24 novembre 2021 al fine di tutelare i propri interessi.





Risultati consolidati e andamento della gestione



5.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2021 è variato rispetto al 31 dicembre 2020 per le seguenti operazioni:

- 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.r.l., società specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas;
- 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;
- 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;
- nell'ambito dell'operazione che ha portato a rilevare il 27,7% di Saxa Gres S.p.A. da parte di A2A Ambiente S.p.A., sono state acquisite e consolidate integralmente le società Energia Anagni S.r.l. e Bioenergia Roccasecca S.r.l., società che gestiranno due impianti FORSU, ad oggi in costruzione. Nell'ambito della medesima operazione, A2A Ambiente S.p.A. ha costituito con quota maggioritaria due newco: Waldum Tadinum Energia S.r.l. e Bioenergia Gualdo S.r.l., entrambe consolidate integralmente;
- acquisizione e consolidamento ad equity della partecipazione in Netcity S.r.l., società attiva nel settore dell'efficientamento energetico;
- 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;
- acquisizione da parte di A2A Ambiente S.p.A. e consolidamento ad equity del 30% della partecipazione in F.Ili Omini S.p.A., società specializzata in demolizione degli impianti industriali;
- costituzione e consolidamento integrale della società Romeo Gas S.p.A..

Si segnala, infine, che la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, a seguito della cessione del 26% delle quote, perfezionata a fine gennaio 2021, viene consolidata ad equity e la cessione della partecipazione in Ge.S.I. S.r.l., precedentemente consolidata ad equity.

Si segnalano, infine, le riclassificazioni nelle voce "Attività non correnti destinate alla vendita" delle seguenti partecipazioni:

- la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata, in conseguenza della cessione del 26% delle quote, che si è perfezionata a fine gennaio 2021;
- la partecipazione detenuta da A2A S.p.A. nella società Ge.S.I. S.r.l. in precedenza consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, è stata riclassificata in seguito all'esercizio dell'opzione di vendita, sottoscritta in data 23 novembre 2020, dell'intera partecipazione.

Inoltre, i dati economici al 31 dicembre 2021 risultano non omogenei rispetto all'esercizio precedente per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel corso dell'esercizio 2020:

- consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di Flabrum S.r.l. e di Solar Italy V S.r.l., società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- acquisizione da parte di LGH S.p.A. (ora fusa in A2A S.p.A.) e consolidamento integrale delle società Agritree S.r.l., Tre Stock S.r.l. (fuse già a dicembre 2020 in Linea Green S.p.A.) e Fragea S.r.l., società attive nel settore della generazione a biomassa.

Si segnala che alcune poste di Conto economico, riferite ad attività non correnti destinate alla vendita (tre immobili siti in Milano ceduti nel mese di febbraio 2022 ed assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo) in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, sono stati riclassificati alla voce "Risultato netto da attività non correnti destinate alla vendita". Di conseguenza i valori al 31 dicembre 2020 sono stati riesposti.

Si segnala inoltre che l'emergenza sanitaria COVID-19 non ha avuto, nel corso del 2021, impatti rilevanti sulla operatività della società né si hanno segnali che possano far ritenere probabili scenari macroeconomici significativamente differenti, grazie alla progressiva riapertura delle attività economiche, a seguito della diffusa campagna vaccinale attivata.

In particolare, sulla base delle evidenze disponibili al 31 dicembre 2021 non sono emerse criticità e incertezze in merito alla continuità aziendale. Il processo di impairment test svolto sulle CGU, infine, ha confermato la recuperabilità degli attivi iscritti a bilancio e non sono emersi ripristini di valore o svalutazioni.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2021, confrontati con i dati dell'anno precedente.

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated	Variazioni
Ricavi	11.549	6.848	4.701
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	11.352	6.655	4.697
- Altri ricavi operativi	197	193	4
Costi operativi	(9.400)	(4.945)	(4.455)
Costi per il personale	(721)	(703)	(18)
Margine Operativo Lordo	1.428	1.200	228
Ammortamenti e svalutazioni	(679)	(552)	(127)
Accantonamenti	(89)	(94)	5
Risultato Operativo Netto	660	554	106
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	-	-
Oneri netti di gestione finanziaria	(72)	(81)	9
Quota di risultato di società consolidate ad equity	2	-	2
Risultato al lordo delle imposte	590	473	117
Oneri per imposte sui redditi	(36)	(99)	63
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	554	374	180
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	(4)	(6)	2
Risultato di pertinenza di terzi	(46)	(4)	(42)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	504	364	140

Sintesi economica,
patrimoniale
e finanziaria

Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio

Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2021

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2021
e distribuzione
del dividendo

Nel 2021 i **Ricavi** del Gruppo A2A sono risultati pari a 11.549 milioni di euro, in aumento del 69% rispetto all'anno precedente.

L'incremento ha riguardato i mercati energetici all'ingrosso prevalentemente per l'aumento straordinario dei prezzi di elettricità e gas registrato nel 2021. In crescita anche i ricavi retail grazie all'aumento dei prezzi unitari e alle maggiori quantità vendute ai clienti del mercato elettrico e gas. Alla variazione positiva, infine, hanno contribuito le nuove società acquisite nel corso del 2020 (Gruppo AEB, consolidato integralmente a partire dal mese di novembre 2020, Agritre, Fragea, Tre Stock S.r.l. e Flabrum) e nel 2021 (Octopus e Agripower).

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 1.428 milioni di euro, in aumento di 228 milioni di euro rispetto al 2020 (+19%).

Al netto delle partite non ricorrenti (+31 milioni nel 2021; +13 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario è aumentato di 210 milioni di euro. Escludendo anche l'apporto derivante dal consolidamento di AEB e delle altre società acquisite (circa 55 milioni di euro), la crescita risulta pari a 155 milioni di euro (+13%).

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

milioni di euro	31 12 2021	31 12 2020	Delta	Delta%
Generazione e Trading	368	269	99	36,8%
Mercato	214	202	12	5,9%
Ambiente	341	282	59	20,9%
Smart Infrastructures	538	471	67	14,2%
Corporate	(33)	(24)	(9)	37,5%
Totale	1.428	1.200	228	19,0%

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 368 milioni di euro in incremento di 99 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+10 milioni di euro nel 2021 e +8 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in incremento di 97 milioni di euro.

La variazione positiva è principalmente riconducibile:

- ai risultati straordinari conseguiti sul mercato dei servizi ancillari ("MSD"), grazie alle opportunità emerse a seguito delle richieste di Terna per le criticità eccezionalmente elevate della rete che hanno caratterizzato gli ultimi mesi dell'anno;
- all'ottima performance del portafoglio di Trading;
- all'apporto degli impianti fotovoltaici ed eolici di nuova acquisizione.

L'eccezionale variazione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità (PUN) che ha caratterizzato sia il 2021, con trend in crescita, sia il 2020, con trend decrescente, non ha prodotto risultati significativi per la marginalità del portafoglio industriale elettrico a seguito delle politiche di hedging adottate dal Gruppo che ne hanno mitigato notevolmente gli effetti.

Gli impatti positivi sono stati in parte compensati:

- dalla minore produzione idroelettrica;
- dagli effetti negativi dello scenario energetico sul portafoglio gas;
- dai maggiori oneri per canoni idroelettrici riconducibili sia alla quota variabile e all'energia gratuita da corrispondere che alla componente fissa per alcuni impianti.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 214 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+14 milioni di euro nel 2021 e +3 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in incremento di 1 milione di euro.

La variazione di 1 milione di euro (+1%) è riconducibile alla crescita di marginalità registrata nel comparto retail per:

- il consolidamento del Gruppo AEB;
- l'aumento del numero di clienti del mercato elettrico mass-market;
- le maggiori vendite, in particolare ai grandi clienti del mercato.

Tale crescita è stata ridimensionata:

- dal calo della marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettrico a causa degli oneri di sbilanciamento particolarmente elevati a seguito del consistente aumento dei prezzi dell'energia dell'anno, a fronte di volumi non disallineati agli anni precedenti;
- da maggiori costi operativi rispetto a quelli sostenuti nello scorso anno in presenza di un rallentamento delle attività a seguito della diffusione del COVID-19.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 341 milioni di euro (282 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+8 milioni di euro nel 2021, +1 milione di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 333 milioni di euro in aumento di 52 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020.

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno tutti i comparti della Business Unit grazie:

- al contributo incrementale degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati a biomasse e biogas acquisiti nell'anno precedente (Agritre, Fragea e Tre Stock) e nell'anno 2021 (Agripower);
- alla positiva dinamica dei prezzi di cessione di energia elettrica e calore;
- all'incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani;
- alle maggiori quantità di rifiuti industriali smaltiti;
- all'aumento dei prezzi della carta a causa dell'elevata richiesta nel mercato europeo;
- all'apporto incrementale del Gruppo AEB consolidato a partire dal novembre del 2020.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Smart Infrastructures del 2021 è risultato pari a 538 milioni di euro (471 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+7 milioni di euro nel 2021; +10 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 531 milioni di euro, in aumento di 70 milioni di euro (+15,2%) rispetto al 2020.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica e gas (+41 milioni di euro): incremento legato alla variazione nel perimetro di consolidamento, ai maggiori ricavi ammessi ai fini regolatori e ai minori costi operativi;
- teleriscaldamento (+23 milioni di euro): marginalità in crescita prevalentemente per le maggiori quantità vendute grazie allo sviluppo commerciale e alle temperature mediamente più fredde rispetto all'anno precedente e per le maggiori prestazioni connesse all'attività conseguente ai provvedimenti relativi al superbonus;
- ciclo idrico (+10 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili agli incrementi tariffari dei deliberati dall'Autorità di settore;

- Smart City (-4 milioni di euro): conclusione di attività avviate negli anni precedenti relative alla realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica e minore marginalità per il conferimento del ramo d'azienda (telecomunicazioni) alla corporate.

Gli **“Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”** sono pari a 768 milioni di euro (646 milioni di euro al 31 dicembre 2020), di cui 41 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB e 15 milioni di euro dal primo consolidamento delle società acquisite nel corso del 2021, e presentano un incremento di 122 milioni di euro.

Gli **“Ammortamenti e svalutazioni”** risultano pari a 679 milioni di euro (552 milioni di euro al 31 dicembre 2020) di cui 38 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB e registrano un incremento complessivo di 127 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 201 milioni di euro (136 milioni di euro al 31 dicembre 2020). La voce rileva maggiori ammortamenti per 65 milioni di euro di cui 11 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, 4 milioni di euro relativi al consolidamento di Flabrum ed Agripower, 24 milioni di euro relativi alla ripresa degli ammortamenti afferenti la rete di distribuzione gas nell'ATEM Milano1, 20 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi e 6 milioni di euro relativi al servizio idrico integrato ed alla distribuzione e misura gas.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 54 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB;
- maggiori ammortamenti per 12 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall'esercizio 2021, di Agripower ed Octopus;
- maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori elettrici;
- maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro per diritti d'uso;
- maggiori ammortamenti per 5 milioni di euro a seguito delle nuove perizie sulle discariche;
- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro relativi al decommissioning di alcuni impianti;
- maggiori ammortamenti per 7 milioni di euro correlati alle maggiori ore di funzionamento degli impianti turbogas;
- maggiori ammortamenti per 8 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2020.

Le svalutazioni dell'esercizio risultano pari a 13 milioni di euro, di cui 9 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, 1 milione di euro dalle svalutazioni effettuate sulle discariche di Asrab e di Cavaglià, 1 milione di euro a seguito di svalutazione rete elettrica e tubazioni gas abbandonate e 2 milioni di euro alla svalutazione di apparecchiature elettroniche non più funzionali all'attività del Gruppo.

Gli **“Accantonamenti per rischi”** presentano un effetto netto pari a 56 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2020) dovuto agli accantonamenti dell'esercizio per 66 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 10 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti dell'esercizio hanno riguardato per 13 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 7 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 29 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e decommissioning, per 6 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale e per 11 milioni di euro altri accantonamenti per contenziosi in essere. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 10 milioni di euro e si riferiscono per 3 milioni di euro al rilascio di fondi per sovracani di derivazione idroelettrica, per 2 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi legali e fiscali e ad altri rilasci per 5 milioni di euro.

L'**“Accantonamento per rischi su crediti”** presenta un valore di 33 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2020) di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo AEB, determinato dall'accantonamento dell'esercizio.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il **“Risultato Operativo Netto”** risulta pari a 660 milioni di euro (554 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Il **“Risultato da transazioni non ricorrenti”** non presenta alcun valore al 31 dicembre 2021 (nessun valore al 31 dicembre 2020).

Gli **“Oneri netti della gestione finanziaria”** sono risultati pari a 72 milioni di euro (81 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presentano un decremento pari a 9 milioni di euro. La diminuzione è riferita principalmente al decremento degli interessi su prestiti obbligazionari pari a 10 milioni di euro riconducibile al rifinanziamento di obbligazioni scadute con emissione di nuovi bond a tassi inferiori.

La **“Quota di risultato di società consolidate ad equity”** risulta pari a 2 milioni di euro (nessun valore al 31 dicembre 2020) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute nelle società Consul System e Metamer.

Gli **“Oneri per imposte sui redditi”** nell'esercizio in esame sono risultati pari a 36 milioni di euro (99 milioni di euro al 31 dicembre 2020). La riduzione delle imposte rispetto al precedente esercizio recepisce 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 è 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 è risultata pari a 23 milioni di euro.

Il **“Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita”** risulta negativo e pari a 4 milioni di euro (negativo per 6 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e si riferisce alla riclassificazione dei ricavi, dei costi e degli ammortamenti relativi ad alcuni assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo e a tre immobili dell'area di Milano che, in conformità al principio contabile IFRS5, al 31 dicembre 2021 sono stati riclassificati nelle “Attività destinate alla vendita”.

Il **“Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo”**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti pari a 46 milioni di euro, è risultato positivo e pari a 504 milioni di euro (positivo per 364 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Per le variazioni del perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2021 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 2021	31 12 2020	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	8.026	7.067	959
- Immobilizzazioni materiali	5.588	5.162	426
- Immobilizzazioni immateriali	3.125	2.737	388
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	73	32	41
- Altre attività/passività non correnti (*)	(93)	(99)	6
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	424	265	159
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(797)	(752)	(45)
- Benefici a dipendenti	(294)	(278)	(16)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(134)	(94)	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	243	507	(264)
Capitale Circolante Netto:	601	617	(16)
- Rimanenze	204	139	65
- Crediti commerciali	3.291	2.030	1.261
- Debiti commerciali	(2.894)	(1.552)	(1.342)
Altre attività/passività correnti:	(358)	(110)	(248)
- Altre attività/passività correnti (*)	(405)	(181)	(224)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	47	71	(24)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	46	7	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	147	14	133
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	8.416	7.588	828
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	4.303	4.116	187
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	4.309	3.907	402
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(196)	(435)	239
Totale Posizione finanziaria netta	4.113	3.472	641
di cui con contropartita il Patrimonio netto	20	31	
TOTALE FONTI	8.416	7.588	828

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

Sintesi economica,
patrimoniale
e finanziaria

Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio

Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2021

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2021
e distribuzione
del dividendo

Capitale immobilizzato netto

Il **“Capitale immobilizzato netto”**, è pari a 8.026 milioni di euro e risulta in aumento di 959 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento pari a 426 milioni di euro corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 714 milioni di euro dovuti agli interventi sugli impianti di trattamento rifiuti e di termovalorizzazione, sulle centrali termoelettriche e idroelettriche e sugli impianti di energia da fonti rinnovabili per 366 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 all'installazione dei nuovi contatori elettronici per 156 milioni di euro, allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento per 81 milioni di euro, all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e altre attrezzature per 36 milioni di euro, ad investimenti orientati allo sviluppo del piano di efficienza energetica per 29 milioni di euro, ad interventi sulla rete in fibra ottica e di trasporto gas per 13 milioni di euro, nonché ad interventi su fabbricati per 33 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 217 milioni di euro;
 - decremento netto per altre variazioni pari a 26 milioni di euro dovuto a decrementi per 54 milioni di euro in applicazione del principio IFRS5 per attività destinate alla vendita degli immobili siti a Milano, ad incrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post chiusura discariche per 26 milioni di euro, ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS 16 per 17 milioni di euro, a decrementi di anticipi ed acconti a fornitori per 4 milioni di euro, a riclassificazioni da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali per 9 milioni di euro, e decrementi di 2 milioni di euro per riclassificazioni ad altre poste di bilancio;
 - diminuzione di 4 milioni di euro a seguito degli smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - diminuzione di 10 milioni di euro per svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
 - riduzione di 465 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali, mostrano una variazione in aumento di 388 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 attribuibile a:
 - investimenti effettuati pari a 360 milioni di euro, dovuti all'implementazione di sistemi informativi per 131 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas per 117 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, reti fognarie e impianti di depurazione per 92 milioni di euro, a nuove acquisizioni e mantenimento del portafoglio clienti per 11 milioni di euro e ad altri investimenti residuali per 9 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 351 milioni di euro;
 - decremento netto di 117 milioni di euro per altre variazioni, dovute al decremento a seguito di riclassifica ad altre poste di bilancio di attività destinate alla vendita inerenti le reti gas ritenute non strategiche per il Gruppo per 114 milioni di euro, al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 12 milioni di euro, nonché all'incremento dovuto alla riclassifica da immobilizzazioni materiali a immobilizzazioni immateriali per 9 milioni di euro;
 - diminuzione di 2 milioni di euro a seguito di smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - diminuzione per 3 milioni di euro riguardante svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
 - riduzione di 201 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 73 milioni di euro, in aumento di 41 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. La variazione è dovuta per 7 milioni di euro al cambio del metodo di consolidamento di Consul System S.p.A. a seguito dell'esercizio dell'opzione di vendita del 26% delle quote azionarie, per 6 milioni di euro all'acquisizione del 30% della partecipazione in F.Ili Omini, per 1 milione di euro all'acquisizione del 49% della partecipazione in NetCity S.r.l., per 14 milioni di euro alla riclassifica, tra le attività non correnti, in seguito alla richiesta di deposito in apposito conto corrente, delle somme sottoposte a sequestro da parte del Tribunale di Taranto nell'ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l. e per 11 milioni di euro riferite ad investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital. Si evidenziano, inoltre, altre variazioni in aumento per 2 milioni di euro;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano un decremento netto pari a 6 milioni di euro riconducibile principalmente alla riclassifica per 31 milioni di euro, a seguito dell'Orientamento ESMA applicabile a partire dal 5 maggio 2021, nel prospetto di indebitamento finanziario, dei debiti con scadenza oltre 12 mesi per prezzi differiti derivanti dalle acquisizioni effettuate nel settore fotovoltaico, compensati dall'incremento netto delle passività per depositi cauzionali pari a 22 milioni di euro;
- le Attività per imposte anticipate ammontano a 424 milioni di euro (265 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presentano un incremento pari a 159 milioni di euro. La variazione comprende il rilascio di imposte differite passive, in conseguenza dell'esercizio dell'opzione di riallineamento di cui al D.L.

104/2020 esercitata da alcune società del Gruppo che consente 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 è risultato pari a 168 milioni di euro;

- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in aumento, al netto degli effetti dei primi consolidamenti per 3 milioni di euro, pari a 42 milioni di euro. La movimentazione dell'esercizio è dovuta ad utilizzi dell'esercizio per 29 milioni di euro relativi al sostenimento di costi decommissioning e discariche per 22 milioni di euro, alla conclusione di alcuni contenziosi legali per 1 milione di euro e ulteriori utilizzi per 6 milioni di euro. Si evidenziano, inoltre, una variazione in aumento derivante dagli accantonamenti netti dell'esercizio per 56 milioni di euro ed altre variazioni in aumento per 15 milioni di euro, a seguito di alcune nuove perizie nonché dell'aggiornamento delle perizie esistenti e dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;
- i Benefici a dipendenti, presentano una variazione in aumento per 16 milioni di euro, riferita agli accantonamenti dell'esercizio al netto delle erogazioni dell'anno, dei versamenti ai fondi previdenziali e delle valutazioni attuariali.

Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti

Il **“Capitale Circolante Netto”**, definito quale somma algebrica fra crediti commerciali, rimanenze finali e debiti commerciali ammonta a 601 milioni di euro, in riduzione di 16 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. Le poste principali sono di seguito commentate:

- le **“Rimanenze”** sono pari a 204 milioni di euro (139 milioni di euro al 31 dicembre 2020), al netto del relativo fondo obsolescenza per 22 milioni di euro, in aumento di 65 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. La variazione è riconducibile, all'effetto dei primi consolidamenti pari a 9 milioni di euro, all'incremento per 49 milioni di euro delle giacenze di combustibili (gas e gasolio) dovuto all'aumento dei prezzi delle commodities, all'aumento delle giacenze di materiali e certificati bianchi per 11 milioni di euro, nonché ad altre variazioni in diminuzione per 4 milioni di euro;
- i **“Crediti commerciali”** risultano pari a 3.291 milioni di euro (2.030 milioni di euro al 31 dicembre 2020), con un incremento pari a 1.261 milioni di euro, di cui 9 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 nell'ultimo trimestre dell'esercizio.

Il **“Fondo rischi su crediti”**, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 133 milioni di euro e presenta un incremento netto di 3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020;

- i **“Debiti commerciali”** risultano pari a 2.894 milioni di euro e presentano una variazione in aumento per 1.342 milioni di euro, di cui 13 milioni di euro riconducibili ai primi consolidamenti dell'esercizio;
- le **“Altre attività/passività correnti”** presentano un incremento netto delle passività pari a 248 milioni di euro riconducibile a:
 - incremento netto dei debiti conseguenti gli incassi anticipati di contratti future sull'energia elettrica e il gas la cui manifestazione economica sarà nell'esercizio successivo per 255 milioni di euro;
 - incremento netto del debito verso l'erario per l'IVA, accise ed altre imposte indirette per 40 milioni di euro;
 - incremento dei crediti per depositi cauzionali per 35 milioni di euro;
 - decremento netto dei crediti per imposte correnti per 24 milioni di euro;
 - incremento dei crediti per lavori di riqualificazione ed efficientamento energetico presso condomini e terzi per 21 milioni di euro;
 - incremento degli anticipi a fornitori per 15 milioni di euro;
 - incremento netto dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, comprensivo dei debiti per componenti tariffarie sull'energia precedentemente riscossi dal GSE, per 13 milioni di euro;
 - incremento netto delle attività per strumenti derivati per 6 milioni di euro, in conseguenza della variazione della valutazione a fair value al termine del periodo e delle quantità coperte;
 - decremento netto dei debiti verso il personale dipendente per 3 milioni di euro;
 - altre variazioni in aumento delle attività correnti per 4 milioni di euro.

Le **“Attività/Passività destinate alla vendita”** risultano positive e pari a 147 milioni di euro al 31 dicembre 2021 e si riferiscono per 102 milioni di euro alla riclassificazione di alcuni assets e passività inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo e 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 per 45 milioni di euro.

Il **“Capitale investito”** consolidato al 31 dicembre 2021 ammonta a 8.416 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 4.303 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 4.113 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il **“Patrimonio netto”**, pari a 4.303 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 187 milioni di euro.

Alla variazione positiva ha contribuito il risultato dell'esercizio per 550 milioni di euro (504 milioni di euro di competenza del Gruppo e 46 milioni di euro di competenza delle minoranze), compensato dalla distribuzione di dividendi per 248 milioni di euro. Si evidenziano inoltre una valutazione positiva dei derivati cash flow hedge e riserve IAS 19 per complessivi 7 milioni di euro.

Le altre variazioni negative sul Patrimonio netto di Gruppo, pari a 107 milioni di euro, derivano principalmente dall'operazione di acquisizione del 49% di LGH S.p.A..

La **“Posizione Finanziaria Netta di Consolidato”** al 31 dicembre 2021 risulta pari a 4.113 milioni di euro (3.472 milioni di euro a fine 2020). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'anno in corso e l'applicazione dei nuovi Orientamenti dell'ESMA, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.366 milioni di euro, registrando, dopo investimenti per 1.074 milioni di euro e dividendi per 248 milioni di euro, una generazione di cassa pari a 106 milioni di euro.

milioni di euro	01 12 2021 31 12 2021	01 12 2020 31 12 2020
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(3.472)	(3.154)
Apporto primi consolidamenti	(183)	(85)
Nuovi contratti IFRS 16	(17)	(20)
Risultato netto	550	368
Imposte di competenza dell'esercizio	36	99
Interessi netti di competenza dell'esercizio	72	81
Plusvalenze/minusvalenze dell'esercizio	-	4
Ammortamenti	666	555
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	19	16
Accantonamenti netti dell'esercizio	89	94
Risultato da partecipazioni valutate a equity	(2)	-
Interessi netti pagati	(80)	(80)
Imposte nette pagate	(165)	(123)
Dividendi pagati	(263)	(256)
Variazioni crediti verso clienti	(1.285)	(123)
Variazioni debiti verso fornitori	1.329	25
Variazioni rimanenze	(56)	53
Altre variazioni del capitale circolante netto	225	(116)
Flussi finanziari netti da attività operativa	1.135	597
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.074)	(738)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(444)	(139)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	27	36
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	5	38
Dividendi incassati da partecipazioni	-	1
Acquisizione azioni proprie	(109)	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(1.595)	(802)
Free cash flow	(460)	(205)
Altre variazioni	8	(1)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	11	(7)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(4.113)	(3.472)

5.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

A2A e LGH: percorso di fusione

A2A ha ricevuto, in data 23 novembre 2020 e 14 dicembre 2020, dai soci di LGH (rappresentanti complessivamente il 42,5% del capitale sociale di LGH) una richiesta di avviare il percorso per una possibile fusione per incorporazione di LGH in A2A. In forza di tale richiesta, ed in accordo con gli azionisti di minoranza di LGH, la proposta preliminare di fusione è stata presentata in data 16 aprile 2021.

La proposta preliminare di fusione, inviata all'attenzione dei Soci di minoranza di LGH che complessivamente detengono il 49% del capitale sociale, prevede che al termine dell'operazione di fusione questi ultimi deterranno il 2,75% di capitale sociale di A2A. La proposta preliminare di fusione è stata accettata, in data 15 giugno 2021, dai Soci di minoranza di LGH sulla base percentuale (almeno il 70%) ed entro i termini contrattualmente previsti.

In data 28 giugno 2021, i Consigli di Amministrazione di A2A e LGH hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di LGH in A2A. La fusione per incorporazione di LGH in A2A è in linea con il processo di razionalizzazione delle società del Gruppo A2A e completa il percorso di evoluzione della partnership tra A2A e i soci di minoranza di LGH, così come delineato negli accordi di partnership sottoscritti il 4 marzo 2016 e successivamente integrati.

L'operazione di fusione, oltre a permettere una razionalizzazione delle società del Gruppo, permetterà di attivare nel tempo sinergie economiche grazie alla gestione integrata dei processi e sistemi.

In data 7 e 8 ottobre 2021 si sono tenute le assemblee straordinarie delle due società, che hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di LGH in A2A. L'accordo di fusione è stato sottoscritto in data 15 dicembre 2021 e gli effetti civilistici della fusione decorreranno dal 31 dicembre 2021.

A2A presenta il nuovo piano industriale 2030 e riposiziona il suo brand in "Life Company"

Il Consiglio di Amministrazione del Gruppo A2A, in data 19 gennaio 2021, ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2021-2030, il primo Business Plan di A2A con un orizzonte di 10 anni. La sostenibilità guida la nuova strategia che focalizza il Piano su due macro-trend industriali, economia circolare e transizione energetica, a cui contribuiscono tutte le Aree di Business del Gruppo, Energia, Ambiente e Reti. Previsti investimenti per 16 miliardi di euro per il 90% in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile posti dalle Nazioni Unite (SDGs), di cui 6 miliardi di euro nell'economia circolare e 10 miliardi di euro nella transizione energetica. Previsto, inoltre, un margine operativo lordo a fine piano pari a 2,5 miliardi di euro con utili netti in crescita di oltre l'8% medio annuo e dividendi in crescita del 3% medio annuo.

In linea con il piano industriale presentato, il Gruppo A2A punta a definire un nuovo territorio di marca in cui operare: occupandosi di energia, acqua e ambiente e grazie all'uso circolare delle risorse naturali, A2A è una "Life Company" che si prende cura delle condizioni necessarie alla vita e alla sua qualità.

A2A acquisisce il più grande portafoglio fotovoltaico merchant in Italia

Il Gruppo A2A, in data 14 febbraio 2021, ha siglato un accordo vincolante per l'acquisizione del più grande portafoglio fotovoltaico, senza incentivi GSE, di cui 9 impianti localizzati nel Lazio e 8 in Sardegna. La potenza nominale installata è pari a 173 MW.

Gli impianti potranno garantire un aumento della capacità installata che permetterà di produrre a regime circa 420 GWh all'anno di energia green pari al consumo annuo di circa 200.000 clienti residenziali, consentendo di evitare l'emissione di 2,5 milioni di tonnellate di CO₂ complessive (nell'intero ciclo di vita degli impianti).

Gli asset, acquisiti da Octopus Renewables, si aggiungono al portafoglio fotovoltaico di 111 MW già in possesso di A2A: in virtù di questa acquisizione, A2A raggiunge il 33% di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Il perfezionamento dell'acquisto è avvenuto a marzo 2021.

A2A lancia un nuovo portale dedicato all'Open Innovation

In data 17 febbraio 2021, il Gruppo A2A ha reso disponibile una piattaforma che si rivolge a startup, aziende, università, centri di ricerca e a tutti gli attori dell'ecosistema di innovazione italiano e internazionale, in cui si darà vita a progetti di sperimentazione e sviluppo congiunto di soluzioni tecnologiche per rispondere a sfide come la transizione energetica e l'economia circolare, la decarbonizzazione, la mobilità sostenibile, il ciclo idrico e la creazione delle città del futuro.

A2A entra nell'alleanza europea dell'idrogeno

A2A è entrata nell'European Clean Hydrogen Alliance (ECHA), associazione nata con l'obiettivo di sviluppare la catena del valore dell'idrogeno in linea con la strategia Europea.

Con l'ingresso nell'Alleanza A2A conferma il suo impegno per contribuire alla transizione energetica, alla decarbonizzazione e alla crescita sostenibile, ed è pronta a collaborare con gli altri player del settore allo sviluppo della filiera idrogeno e al coordinamento degli investimenti. Nel nuovo Piano Strategico di A2A, presentato lo scorso gennaio, sono infatti previsti 10 miliardi di investimenti al 2030 dedicati alla transizione energetica.

Gruppo A2A: approvati i risultati 2020

In data 18 marzo 2021, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2020.

Il Margine Operativo Lordo risulta pari a 1.204 milioni di euro e il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta pari a 1.191 milioni di euro, allineato al dato del 2019. L'utile netto risulta pari a 364 milioni di euro (389 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Gli investimenti sono in forte crescita a 738 milioni di euro, in aumento del 18% rispetto all'esercizio precedente, di cui l'80% coerenti con gli obiettivi ONU dell'agenda 2030 (SDGs) e circa il 40% inerenti l'economia circolare. La Posizione Finanziaria Netta è pari a 3.472 milioni di euro (3.154 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,08 euro per azione, in crescita del 3,2% rispetto all'esercizio precedente.

Giornata mondiale dell'acqua e progetto Aquarius

In data 21 marzo 2021, giornata mondiale dell'acqua, il Gruppo A2A ha confermato il forte impegno per una gestione efficiente e sostenibile dell'acqua.

A2A Ciclo Idrico nell'ultimo quinquennio ha raddoppiato gli investimenti che nel 2020 hanno raggiunto i 56,4 milioni di euro, corrispondenti a 95,4 euro per abitante, cifra vicina alla media europea di 100 euro per abitante e più che doppia rispetto alla media italiana di 40 euro per abitante.

A2A Ciclo Idrico, inoltre, ha avviato a Brescia da inizio 2021 una fase di riparazione delle tubazioni, individuate mediante il sistema di monitoraggio Aquarius. Tale sistema consiste in 180 sensori installati allo scopo di monitorare le reti e rilevare il rumore determinato da eventuali fuoriuscite di acqua: quando ciò accade, questi sensori trasmettono le informazioni ad una piattaforma di elaborazione dati che, intrecciando tutte le indicazioni raccolte, riesce a localizzare il punto in cui la tubazione è rotta o deteriorata. ASVT, acronimo di Azienda Servizi Valtrompia, è oggi protagonista della realizzazione di uno dei progetti più lungamente attesi nella provincia di Brescia: il depuratore della Val Trompia. Si tratta di un'opera che produrrà importanti benefici ambientali per il territorio attraversato dal fiume Mella - va dalla Val Trompia sino alla Bassa Bresciana, passando per la città di Brescia - ed allo stesso tempo consentirà di superare il problema delle infrazioni europee per quei Comuni valtrumplini che non sono coperti dal servizio di depurazione.

Il progetto del nuovo depuratore attualmente in corso consentirà di trattare i reflui generati da 85.000 abitanti equivalenti (AE), per un investimento di 27 milioni di euro; la seconda fase, di ulteriore potenziamento dell'impianto, in caso di crescita della popolazione valtrumplina, comporterà un investimento di ulteriori 9 milioni di euro e potrà arrivare a servire fino a 138 mila abitanti equivalenti.

Performance ESG: Gaia Rating premia la sostenibilità di A2A

A2A è stata riconosciuta come leader di settore, in termini di performance ESG, da GAIA Rating, agenzia di rating non-finanziario, parte del Gruppo Ethifinance, specializzata nella valutazione delle prestazioni ESG di oltre mille aziende quotate sui mercati europei.

A2A ha ottenuto uno score complessivo di 77 punti su 100, distanziando di ben 26 punti la media del settore "Conventional and Renewable Energy Producer".

A2A e TIM: accordo di collaborazione per la trasformazione digitale e l'efficientamento energetico

In data 21 aprile 2021, A2A e TIM hanno siglato un Memorandum of Understanding che mette a fattor comune le competenze e le tecnologie consolidate nei rispettivi ambiti di eccellenza.

Per la "Life Company" A2A l'intesa permetterà di rendere ancora più rapido ed efficace il proprio percorso di digital transformation, per ottimizzare i processi operativi e commerciali grazie all'utilizzo dei servizi cloud, 5G e IoT del Gruppo TIM.

Per TIM l'obiettivo dell'intesa sarà accrescere l'efficienza energetica dei Data Center di Noovle, rendendoli sempre più green e sostenibili, grazie all'ottimizzazione dei consumi e all'utilizzo di fonti di energia alternative.

World Earth day 2021: A2A lancia le olimpiadi della sostenibilità

In occasione del World Earth day del 2021, A2A ha lanciato le olimpiadi della sostenibilità, progetto che coinvolge 186 scuole secondarie di secondo grado per un totale di 11.000 studenti in tutta Italia.

L'iniziativa si propone di sensibilizzare i ragazzi sul tema dello sviluppo sostenibile, facendo acquisire loro maggior consapevolezza sull'importanza dei principali contenuti dell'Agenda ONU 2030 e dei relativi obiettivi.

Con il supporto del Consorzio ELIS, realtà no profit che promuove la formazione professionale di qualità, gli studenti che frequentano il 4° anno delle scuole superiori si cimenteranno nella realizzazione di elaborati e video, gareggiando per partecipare alla sfida finale. Verranno selezionate 3 classi finaliste che parteciperanno alla maratona creativa di A2A nell'ambito dell'Earth Day 2022.

Assemblea ordinaria e straordinaria di A2A S.p.A.

In data 29 aprile 2021 si è tenuta l'Assemblea ordinaria e straordinaria di A2A S.p.A. che ha approvato il bilancio della società per l'esercizio 2020 ed approvato la distribuzione del dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione pari a 0,08 euro ad azione.

L'assemblea ha inoltre deliberato in senso favorevole con voto vincolante sulla prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2021 e con voto consultivo, non vincolante sulla seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione 2021.

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

A2A presenta il bilancio integrato 2020

In data 6 maggio 2021, A2A ha presentato il bilancio integrato 2020 che conferma l'impegno del Gruppo per lo sviluppo sostenibile e per contribuire al raggiungimento degli obiettivi dell'Agenda ONU al 2030. Il Bilancio Integrato di A2A è uno strumento improntato alla trasparenza, sempre più evoluto, redatto secondo standard e metodologie rigorose internazionalmente condivise. Nell'edizione del 2020 è stata inserita per la prima volta 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 Disclosure (TCFD): l'obiettivo è quello 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.

Nel 2020, il Gruppo ha distribuito agli stakeholder 1.853 milioni di euro e sono stati emessi circa 13.000 ordini per forniture per circa 1,9 miliardi di euro. Il 97% di questo valore è stato destinato a fornitori italiani.

Gli investimenti sono stati pari a 738 milioni di euro (+18% rispetto al 2019), l'80% dei quali dedicati a progetti in linea con gli obiettivi dell'Agenda 2030 dell'ONU: il 43% nell'ambito dell'economia circolare e il 57% nella transizione energetica.

Con riferimento alla transizione energetica, si evidenzia un aumento del 6% della produzione di energia da fonti rinnovabili, arrivata al 33% della generazione totale del Gruppo.

Il 2020, inoltre, è stato l'anno in cui A2A ha abbandonato l'utilizzo del carbone nella Centrale Lamarmora di Brescia - in anticipo rispetto alle tempistiche richieste dal PNIEC - grazie agli investimenti per la realizzazione degli accumuli termici e dei progetti di recupero del calore da attività industriali.

Nel settore ambientale il 2020 ha registrato un aumento di due punti percentuali nella raccolta differenziata, che ha raggiunto una media del 71% nei comuni serviti dal Gruppo con una percentuale di rifiuti urbani destinati al recupero di materia o energia pari al 99,7%.

Smart Grid Pilot: al via progetto di A2A, Alfa Acciai e Regione Lombardia

A2A, tramite la controllata A2A Calore & Servizi, Alfa Acciai e Regione Lombardia, in data 12 maggio 2021, hanno presentato un innovativo progetto secondo il quale il calore sino ad oggi disperso dell'acciaieria bresciana verrà recuperato e convogliato alla rete cittadina del teleriscaldamento di A2A, creando così un rilevante esempio di "supercircularità".

Il progetto, che ha preso il via con la stagione termica 2021/2022, ha comportato un investimento complessivo di 5,7 milioni di euro di cui 2,8 milioni di euro finanziati da Regione Lombardia e la posa della rete del teleriscaldamento per un totale di 1,2 km di doppia tubazione e 12 mesi di lavori.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha assunto una delibera quadro per l'emissione dei prestiti obbligazionari

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., riunitosi in data 13 maggio 2021, ha assunto una delibera quadro che ha autorizzato l'emissione di uno o più prestiti obbligazionari non subordinati, non garantiti e non convertibili, a valere sul proprio Programma EMTN, la cui size è stata incrementata a 6 miliardi di euro. L'emissione massima entro il 30 aprile 2023 sarà pari a 1,5 miliardi di euro.

Le emissioni dei prestiti obbligazionari saranno destinate, tra l'altro, per finanziare e/o rifinanziare gli investimenti del Gruppo e/o per mantenere idonei livelli di liquidità, nonché essere utilizzati per una o più operazioni di liability management.

A2A S.p.A.: programma di acquisto azioni ordinarie proprie

A2A S.p.A., in data 13 maggio 2021, comunica l'avvio di un programma di acquisto di azioni ordinarie proprie, della durata massima di 18 mesi a far data dalla delibera assembleare del 29 aprile 2021, che ha autorizzato e stabilito i termini.

Il programma di acquisto di azioni proprie, approvato dal Consiglio di Amministrazione, ha finalità di sviluppo, a seguito di operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche della società, in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

Il numero massimo di azioni proprie complessivamente detenibili in forza della sopra richiamata delibera assembleare è fissato in 313.290.527, tenuto conto delle azioni già possedute da A2A S.p.A. e da sue controllate, pari alla decima parte delle azioni che formano il capitale sociale.

Il numero massimo di azioni acquistabili in esecuzione del Programma è stato fissato in n. 63.000.000 pari al 2,011% del capitale sociale di A2A e che indicativamente, alla data odierna - considerando il prezzo di riferimento pari a euro 1,6710 per azione - corrisponderebbe a circa 105 milioni di euro.

In data 21 maggio 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.819.885 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7314 euro per un controvalore complessivo di 18.733.754,89 euro.

In data 28 maggio 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.741.876 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7165 euro per un controvalore complessivo di 18.438.101,52 euro.

In data 4 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 11.959.985 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7103 euro per un controvalore complessivo di 20.455.130,69 euro.

In data 11 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.762.044 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7480 euro per un controvalore complessivo di 18.811.850,89 euro.

In data 18 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 8.058.428 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7785 euro per un controvalore complessivo di 14.331.811,14 euro.

In data 25 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.091.256 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7813 euro per un controvalore complessivo di 17.975.055,97 euro.

In data 28 gennaio 2022 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 11.869 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,705 euro per un controvalore complessivo di 20.236,65 euro.

Il programma di acquisto azioni proprie è stato caratterizzato da aspetti ESG. A2A ha infatti deciso di destinare al Banco dell'energia Onlus il beneficio economico implicito derivante dal programma di acquisto. Tale beneficio è stato determinato dal miglior prezzo ottenuto dall'acquisto delle azioni rispetto al target di prezzo previsto nel mandato affidato all'intermediario finanziario incaricato all'acquisto delle azioni.

In virtù del programma di acquisto di azioni proprie ordinarie sopra descritto, al 31 dicembre 2021 A2A S.p.A. non detiene azioni proprie.

A2A pubblica il nuovo Sustainable Finance Framework

A2A ha pubblicato il nuovo Sustainable Finance Framework, l'insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile del Gruppo.

Rispetto al precedente Green Financing Framework del 2019, A2A è fra i primi emittenti del settore, nonché primo emittente italiano, ad adottare un framework che combina due approcci: il Green Use of Proceeds, che consente la massima trasparenza circa l'utilizzo dei proventi per specifici progetti, e la nuova componente Sustainability-Linked, che permette una lettura complessiva della strategia di Gruppo. Nel Framework è stato individuato ed inserito un set di Key Performance Indicators (KPIs) che riflette i due pilastri del piano strategico di A2A, transizione energetica ed economia circolare, e conferma l'impegno del Gruppo alla realizzazione degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 ONU.

Il Sustainable Finance Framework, che copre qualsiasi tipo di strumento finanziario, è stato redatto secondo i Green Bond Principles (2018) 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 (2019) 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.

Eni e A2A: accordo per la rete di teleriscaldamento di Milano

In data 25 maggio 2021, Eni e A2A hanno firmato un accordo ventennale per la fornitura del calore che viene generato dal sito produttivo di Bolgiano di Enipower (società controllata al 100% da Eni) e che verrà utilizzato per alimentare la rete di teleriscaldamento di Milano.

A2A Calore & Servizi realizzerà una stazione di scambio termico e ripompaggio nei pressi della centrale Eni che consentirà il trasferimento del calore messo a disposizione da Eni attraverso la rete di teleriscaldamento di A2A da San Donato Milanese fino a Milano.

Grazie a questo accordo sarà possibile fornire alla rete di Milano calore cogenerato a basso impatto ambientale per circa 54 gigawattora all'anno, che equivalgono al fabbisogno medio annuo di circa 6.000 famiglie.

A2A: Standard Ethics conferma il rating "strong" per il terzo anno consecutivo

In data 31 maggio 2021, Standard Ethics, agenzia indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha confermato ad A2A il rating "EE", che corrisponde a "Strong".

Secondo il giudizio dell'agenzia di rating, A2A ha da tempo adottato strategie e politiche ambientali in linea con l'Accordo di Parigi per il contenimento dei cambiamenti climatici, nonché una rendicontazione ESG (Environmental, Social and Governance) allineata alle best practice internazionali. I progressi nella riduzione delle emissioni sono ben monitorati e ritenuti in linea con gli obiettivi che A2A si è posta con il nuovo Piano Industriale decennale.

A2A e Ardian firmano un term-sheet non vincolante per una partnership volta ad accelerare la transizione energetica

A2A e Ardian mirano a far sì che la partnership diventi una delle piattaforme leader in Italia nella transizione energetica e uno dei maggiori produttori e fornitori di elettricità del Paese con un chiaro focus sull'energia verde e la transizione energetica, e una chiara strategia di decarbonizzazione, in linea con gli obiettivi fissati dal PNIEC italiano e dall'accordo di Parigi.

Il term sheet prevede la costituzione di una società controllata da A2A ("NewCo"), nella quale A2A conferirà un compendio aziendale che includerà la piena titolarità di partecipazioni/portfolio di asset relativi alla generazione di energia (idroelettrica, CCGT, eolica e solare), vendita di energia, energy management stoccaggio e progetti legati all'idrogeno. La valutazione preliminare indicativa del perimetro che verrà conferito nella NewCo è di circa 3 miliardi di euro (enterprise value), con un EBITDA aggregato pro-forma 2020 di 360 milioni di euro. Tale valutazione implica una valorizzazione delle intere business unit di A2A coinvolte nella partnership (incluse partecipazioni di minoranza e porzioni di business unit non conferite in NewCo) di circa 4,1 miliardi di euro (enterprise value).

Ardian investirà nella NewCo fino a 1,5 miliardi di euro per cassa, accelerando così il roll-out e il finanziamento del piano da 3GW nella generazione da fonti rinnovabili delineato da A2A nel gennaio 2021. La partnership diventerà il veicolo esclusivo per i futuri investimenti di A2A e Ardian nel settore della generazione di energia rinnovabile in Italia e il veicolo preferito dalle parti per investimenti congiunti nel settore della generazione di energia in Italia. A seguito dell'aumento di capitale Ardian deterrà una quota nella NewCo fino al 45%. La creazione della partnership è soggetta, tra l'altro, al completamento della due diligence, a ulteriori discussioni tra le parti, alla negoziazione di accordi vincolanti e alla circostanza che si verifichino alcune ulteriori condizioni (comprese le approvazioni e le autorizzazioni richieste dagli organi competenti). A2A e Ardian hanno accettato di concedersi reciprocamente periodi di esclusiva vincolanti fino 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.

Le maggiori aziende dei settori energetico, idrico e teleriscaldamento siglano il protocollo unico per la conciliazione paritetica

In data 11 giugno 2021, è stato siglato uno storico accordo tra sette grandi aziende dei settori energetico, idrico e del teleriscaldamento e le 20 Associazioni nazionali dei Consumatori del CNCU, Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti. Per la prima volta in Italia, alla luce della positiva esperienza maturata negli scorsi anni, è stato sottoscritto un Protocollo Unitario: obiettivo dell'intesa è rilanciare la negoziazione paritetica, rafforzare lo strumento di risoluzione alternativa delle controversie consolidando il dialogo tra aziende e associazioni consumeristiche e rafforzando il rapporto di fiducia con i consumatori. Il protocollo rinnova e potenzia l'impegno a favore di uno strumento che assicura ai consumatori efficacia per la tutela dei propri diritti senza ricorrere a procedimenti giudiziari spesso lunghi ed onerosi.

A2A S.p.A.: approvata nuova procedura con Parti correlate

In data 25 giugno 2021, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato la nuova procedura per le operazioni con Parti correlate con efficacia dal 1° luglio 2021, apportando all'attuale testo procedurale gli adeguamenti volti a recepire le nuove disposizioni regolamentari adottate dalla Consob con Delibera n. 21624/2020 e i miglioramenti formali e sostanziali intesi a migliorare l'efficienza applicativa della relativa disciplina, che entrano in vigore in pari data.

A2A, linea di credito Sustainability-Linked

In data 2 luglio 2021, il Gruppo A2A ha sottoscritto una linea di credito revolving Sustainability-Linked da 500 milioni di euro della durata di 5 anni, collegata al raggiungimento di due degli obiettivi di sostenibilità del Gruppo, inclusi nel Sustainable Finance Framework pubblicato a maggio: crescita della capacità installata da fonti rinnovabili ed incremento del recupero di materia dai rifiuti trattati. 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 e ASM, nato con l'obiettivo di 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.

Tale strumento rappresenta inoltre la prima linea di credito, tra le operazioni pubbliche, nel mercato domestico italiano con un meccanismo di donazione.

A2A, collocato il primo Sustainability-Linked Bond

In data 7 luglio 2021, A2A ha collocato, con successo, il suo primo Sustainability-Linked Bond da 500 milioni di euro, con durata 10 anni. Il bond, destinato agli investitori istituzionali ed emesso a valere sul Programma Euro Medium Term Notes, si basa sul Sustainable Finance Framework recentemente pubblicato. L'obbligazione è collegata al conseguimento di un target di sostenibilità relativo alla riduzione delle emissioni dirette di gas serra per chilowattora di energia prodotta. L'obiettivo di A2A, in linea con il Piano Strategico decennale del Gruppo, è di raggiungere entro il 2025 una quota pari o inferiore a 296 g di CO₂ per kWh, coerente con il commitment della Science Based Target approvato nel marzo 2020.

Il titolo è stato collocato ad un prezzo di emissione pari a 99,547% e avrà un rendimento annuo pari allo 0,672% e una cedola di 0,625%, con uno spread di 65 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap. La cedola del nuovo titolo obbligazionario è legata al raggiungimento del target di sostenibilità e prevede un incremento del tasso d'interesse pari a 25bps in caso di mancato raggiungimento dell'obiettivo, resterà invece invariata fino alla scadenza del titolo qualora il target venga raggiunto.

L'emissione ha registrato grande interesse ricevendo ordini per 1,2 miliardi di euro, oltre 2,5 volte l'ammontare offerto.

ESG Reporting Awards: A2A prima in classifica per il miglior report di sostenibilità nella categoria "Energy & Utilities"

In data 4 agosto 2021 A2A è stata premiata per il miglior report di sostenibilità nella categoria "Energy&Utilities" raggiungendo il primo posto della classifica "ESG Reporting Awards 2021" di ESG Investing Global Markets Media Ltd, financial media company con base in Inghilterra.

Il riconoscimento è legato all'analisi e valutazione, sotto il profilo del sustainability e climate-related reporting, delle aziende quotate di diversi settori in tutto il mondo.

Sviluppo sostenibile e transazione energetica: accordo tra A2A e Confcommercio per supportare le imprese

In data 30 settembre 2021 è stato siglato un accordo tra A2A, attraverso la controllata A2A Energia, e Confcommercio, con l'obiettivo di attivare azioni per la diffusione della cultura della sostenibilità nel settore terziario e dare vita ad una partnership strategica volta a supportare progetti concreti per la transizione energetica.

A2A entra nel nuovo indice MIB ESG

In data 18 ottobre 2021 A2A è stata inserita nel nuovo indice MIB ESG lanciato da Euronext e Borsa Italiana. Tale indice risulta essere il primo in Italia dedicato alle società quotate blue-chip e mira ad individuare le migliori pratiche a livello ESG (Environmental, Social, e Governance).

Il MIB ESG Index stila una graduatoria delle migliori 40 società sulla base di criteri di sostenibilità, responsabilità sociale d'impresa e liquidità, coniugando la valutazione della performance economica e degli impatti ESG, in linea con i principi del Global Compact delle Nazioni Unite.

Per A2A l'inserimento nel nuovo indice rappresenta un'ulteriore conferma della strategia di business della Life Company, guidata dalla sostenibilità e declinata nel Piano Industriale decennale dell'azienda che ha previsto 16 miliardi di investimenti per la transizione energetica e l'economia circolare, il 90% dei quali in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs).

A2A: accordo con F.Ili Omini per attività decommissioning

In data 21 ottobre 2021 è stato siglato un accordo da A2A, tramite la controllata A2A Ambiente, per l'acquisizione di una partecipazione del 30% di F.Ili Omini S.p.A., società specializzata in demolizioni, finalizzata alla creazione di una collaborazione per le attività di decommissioning degli impianti industriali. La partnership consentirà un'efficace dismissione degli impianti industriali a beneficio dei territori, e contribuirà ad eliminare gli impatti negativi sull'ambiente.

A2A, primo Green Bond con investimenti allineati alla tassonomia EU

In data 25 ottobre 2021 A2A ha collocato con successo un nuovo Green Bond da 500 milioni di euro con durata 12 anni, con l'obiettivo di finanziare Progetti Green allineati alla Tassonomia EU. Il bond, destinato agli investitori istituzionali ed emesso a valore 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 99,204%, avrà un rendimento annuo pari allo 1,071% e una cedola dell'1,000%, con uno spread di 70 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap.

I proventi netti derivanti dall'emissione andranno a finanziare gli Eligible Green Projects: progetti strategici di economia circolare e transizione energetica – che riguarderanno lo sviluppo delle rinnovabili, il settore ambientale, le reti – definiti all'interno del Sustainable Finance Framework, grazie ai quali A2A contribuirà alla transizione ecologica del Paese. 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 all'obiettivo "mitigazione dei cambiamenti climatici". A2A si impegna inoltre ad indicare, nell'ambito del reporting di allocazione dei proventi del Green Bond, l'ammontare effettivo di investimenti allineati alla Tassonomia Europea che verranno finanziati.

L'emissione ha registrato ordini per 1,6 miliardi di euro, oltre 3 volte l'ammontare.

A2A entra in Netcity e cresce nei servizi per la transizione energetica

In data 28 ottobre 2021 A2A, attraverso la controllata A2A Energia, ha perfezionato l'acquisto del 49% del capitale di Netcity, società di Suncity Group specializzata nella fornitura di prodotti per l'efficienza energetica, la generazione distribuita e la mobilità elettrica per il segmento consumer.

L'operazione consente di presidiare le attività di approvvigionamento, installazione e assistenza di prodotti e servizi dedicati ai clienti consumer.

A2A Energia, attraverso l'ingresso di Netcity, avrà l'opportunità di ampliare l'attuale portafoglio di prodotti e servizi a valore aggiunto, con un'offerta completa di sistemi per il riscaldamento e la climatizzazione domestica, di soluzioni per la mobilità elettrica, per l'autoproduzione e per l'accumulo di energia, che di rafforzare il presidio dei relativi processi di installazione e assistenza. Questo accordo permetterà inoltre un ulteriore ampliamento geografico delle aree servite dal Gruppo anche per questo tipo di prodotti e servizi.

A2A – Corporate Venture Capital

Il programma di Corporate Venture Capital (CVC) è nato nel 2019 per promuovere l'innovazione del Gruppo tramite investimenti in startup early stage operanti in business strategici come la transizione energetica e l'economia circolare, in linea con il Piano Industriale. Di seguito i principali investimenti effettuati nel corso del 2021.

In data 30 novembre 2021 sono stati effettuati investimenti in tre nuove startup che propongono soluzioni dedicate allo storage, alla transizione energetica e alle energie rinnovabili:

- Energy Dome, azienda italiana che ha brevettato una nuova batteria basata sul ciclo termodinamico e sull'utilizzo dell'anidride carbonica (CO₂), ad elevata efficienza e durata, che ottimizza lo stoccaggio e l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili;

- Enspired è una startup austriaca che ha sviluppato una piattaforma digitale di “energy trading as a service” (Taas) dotata di avanzati algoritmi di intelligenza artificiale, il cui obiettivo è promuovere la transizione energetica e rendere più flessibili le reti elettriche;
- Beem Energy, francese, offre un kit di pannelli fotovoltaici plug&play per l'autoproduzione di energia elettrica in ambito residenziale.

In data 9 dicembre 2021 A2A ha siglato un accordo con EUREKA! Venture Sgr per l'ingresso nel fondo “Technology Transfer Eureka! Fund I”. Tale fondo è focalizzato su investimenti in advanced materials e più in generale in applicazioni e soluzioni riconducibili alla Scienza ed Ingegneria dei Materiali.

A2A: rileva TecnoA e prosegue la crescita nell'economica circolare

In data 10 dicembre 2021 A2A ha acquisito, tramite la controllata A2A Ambiente, il 100% di TecnoA, società leader nel centro sud Italia nel trattamento dei rifiuti industriali.

Attraverso questa operazione si consolida la posizione del Gruppo come player d'eccellenza nelle attività a servizio del sistema produttivo e industriale italiano, costretto a ricorrere all'export per circa 1,2 milioni di tonnellate di rifiuti ogni anno.

Questa nuova acquisizione è in linea con gli obiettivi del piano industriale che prevedono forti investimenti, con particolare focus sulle infrastrutture in grado di colmare il gap impiantistico nazionale nella chiusura del ciclo di gestione dei rifiuti, utilizzando le migliori tecnologie disponibili.

Con TecnoA, il Gruppo A2A potrà disporre di una capacità di trattamento di rifiuti di provenienza industriale di oltre 800.000 tonnellate all'anno.

A2A entra in Volta Green Energy e accelera nelle rinnovabili

In data 27 dicembre 2021 A2A ha avviato una partnership industriale con l'ingresso in maggioranza in Volta Green Energy. L'intesa ha l'obiettivo di accelerare e potenziare lo sviluppo del settore delle rinnovabili.

Volta Green è una piattaforma dedicata ad attività di sviluppo, asset management, Operation & Maintenance ed Engineering, Procurement & Construction di impianti a fonte rinnovabile.

A2A, attraverso questa operazione, consolida la propria posizione tra i principali operatori nello sviluppo di impianti nel settore delle rinnovabili in Italia più che raddoppiando il proprio portafoglio di asset dedicati alla generazione di energia solare ed eolica, ad oggi pari a circa 300 MW.

5.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2021

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 leader mondiale, hanno sottoscritto un accordo vincolante ai sensi del quale A2A acquisterà partecipazioni in 3New&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.

A2A: 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 di 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.

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

In data 23 febbraio 2021, 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.

A2A torna sul mercato dei capitali e colloca un nuovo bond sostenibile: domanda sette volte l'offerta di emissione

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 atteso 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.

5.4 Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'esercizio 2022, così come contenute nel Piano Strategico 2021-2030 e presentate al mercato il 27 gennaio 2021, prevedono un Ebitda compreso tra 1,40 e 1,45 miliardi di euro e un Utile Netto di Gruppo, al netto delle poste non ricorrenti, compreso tra 330 e 370 milioni di euro.

Tali previsioni sono precedenti il conflitto Russia-Ucraina e non incorporano le possibili turbolenze, dirette ed indirette, che tale conflitto potrebbe generare nei mercati nei quali il Gruppo opera e la cui stima risulta ad oggi impossibile dipendendo, oltre che dall'asperità e durata del conflitto, anche dalle potenziali azioni di mitigazione di alcuni di questi rischi che potrebbero essere approvate a livello governativo o di Unione Europea.

Il Gruppo A2A monitora costantemente l'evoluzione della situazione e come fatto in altre situazioni di crisi (ad esempio nel caso della recente pandemia COVID-19) individua possibili azioni di mitigazione finalizzate alla maggior tutela della situazione economica e patrimoniale.

In questo senso, sono state ad oggi coperte oltre il 75% delle produzioni a prezzo fisso (Rinnovabili e WTE), e il 35% delle produzioni termoelettriche (CCGT), riducendo quindi i possibili effetti negativi di una caduta dei prezzi.

Per fronteggiare possibili scenari di tensione finanziaria, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo, supportata anche da linee di back up sia committed che uncommitted (al 14 marzo 2022 pari a 1,7 miliardi di euro), sta permettendo di gestire le posizioni sul mercato delle commodities oltre agli eventuali e temporanei incrementi di circolante dovuti alla crescita prezzi. A2A ha recentemente emesso con successo un prestito obbligazionario da 500 milioni di euro in un contesto di mercato molto difficile in aggiunta alla sottoscrizione di linee di credito bilaterali di medio termine, a riprova della capacità del Gruppo di accedere ai mercati dei capitali e bancari.

5.5 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2021 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2021, presenta un utile pari a euro 485.477.683,00.

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 485.477.683,00 come segue:

- euro 24.273.884,00 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 177.989.162,00 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.

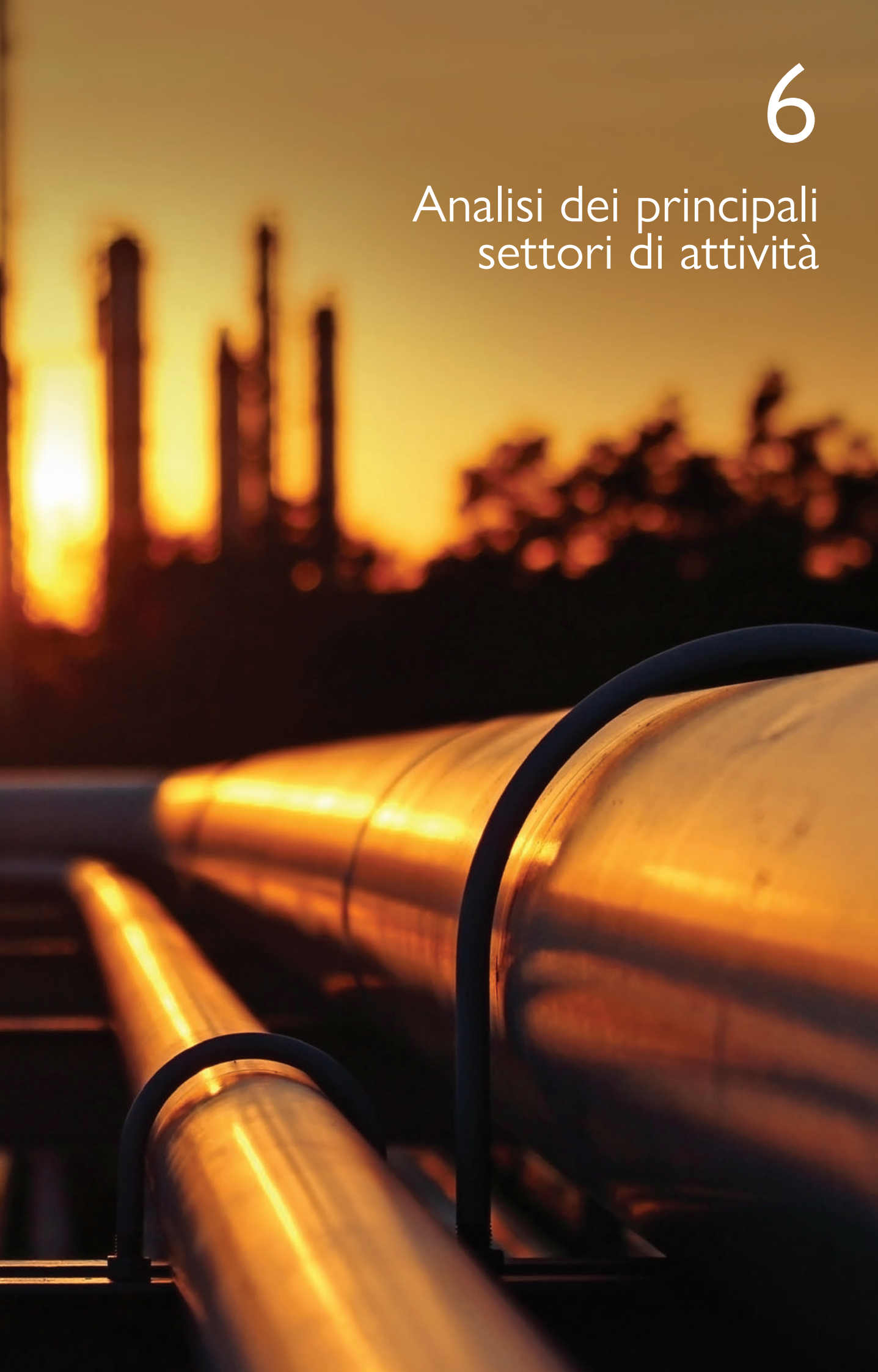
Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 25 maggio 2022, con data stacco della cedola il 23 maggio 2022 e record date il 24 maggio 2022.

Il Consiglio di Amministrazione



6

Analisi dei principali settori di attività



6.1 Sintesi dei risultati per settore di attività

	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated
Ricavi	8.095	3.861	3.885	2.515
- di cui intersettoriali	2.263	1.209	152	105
Costi per il personale	85	87	53	49
Margine Operativo Lordo	368	269	214	202
% sui Ricavi	4,5%	7,0%	5,5%	8,0%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(208)	(170)	(76)	(60)
Risultato operativo netto	160	99	138	142
% sui Ricavi	2,0%	2,6%	3,6%	5,6%
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)	144	76	73	53

(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. Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 31 dicembre 2020 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per "Business Unit" dal 1° gennaio al 31 dicembre 2021, inoltre sono state riclassificate le poste di conto economico dell'esercizio 2020, in conformità con quanto previsto dall'IFRS5, alla voce "Risultato netto da attività cedute/destinate alla vendita" per renderle omogenee con i valori del bilancio 2021.

(*) Si segnala che la Business Unit Reti ha cambiato denominazione in Business Unit Smart Infrastructures come da Piano Industriale del 28 gennaio 2022.

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Smart
Infrastructures

Corporate

	AMBIENTE		SMART INFRASTRUCTURES (*)		CORPORATE		ELISIONI		CONTO ECONOMICO	
	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020 Restated
	1.260	1.111	1.280	1.136	301	264	(3.272)	(2.039)	11.549	6.848
	229	133	367	344	261	248	(3.272)	(2.039)		
	337	326	105	110	141	131			721	703
	341	282	538	471	(33)	(24)			1.428	1.200
	27,1%	25,4%	42,0%	41,5%	(11,0%)	(9,1%)			12,4%	17,5%
	(159)	(171)	(274)	(206)	(51)	(39)			(768)	(646)
	182	111	264	265	(84)	(63)			660	554
	14,4%	10,0%	20,6%	23,3%	(27,9%)	(23,9%)			5,7%	8,1%
									-	-
									(70)	(81)
									590	473
									(36)	(99)
									554	374
									(4)	(6)
									(46)	(4)
									504	364
	273	174	516	389	77	51	(9)	(5)	1.074	738

	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
milioni di euro	31 12 2021	31 12 2020	31 12 2021	31 12 2020
Immobilizzazioni materiali	2.205	2.099	42	62
Immobilizzazioni immateriali	154	85	286	311
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	2.428	1.017	1.406	862
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	2.529	1.007	952	553

Si segnala che i dati patrimoniali al 31 dicembre 2020 sono stati riallocati per renderli omogenei con i risultati per Business Unit al 31 dicembre 2021.

(*) Si segnala che la Business Unit Reti ha cambiato denominazione in Business Unit Smart Infrastructures come da Piano Industriale del 28 gennaio 2022.

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Smart
Infrastructures

Corporate

	AMBIENTE		SMART INFRASTRUCTURES (*)		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	31 12 2021	31 12 2020	31 12 2021	31 12 2020	31 12 2021	31 12 2020	31 12 2021	31 12 2020	31 12 2021	31 12 2020
	1.132	908	2.146	2.010	196	229	(133)	(146)	5.588	5.162
	125	66	2.205	2.197	125	146	230	(68)	3.125	2.737
	384	413	490	451	75	232	(1.483)	(934)	3.300	2.041
	373	354	397	461	864	697	(1.475)	(932)	3.640	2.140

6.2 Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della Business Unit Generazione e Trading è relativa alla gestione del 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 Infrastructures²

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 finalizzati 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 9,2 GW.

² Si segnala che la Business Unit Reti ha cambiato denominazione in Business Unit Smart Infrastructures come da Piano Industriale del 28 gennaio 2022

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

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 per il personale	85	53	337	105	141		721
Margine operativo lordo	368	214	341	538	(33)		1.428
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	208	76	159	274	51		768
Risultato operativo netto	160	138	182	264	(84)	-	660
Investimenti	144	73	273	516	77	(9)	1.074

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Smart
Infrastructures

Corporate

Risultati per aree di attività 2020

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	3.746	2.501	1.084	1.105	242	(2.023)	6.655
Altri ricavi e proventi	115	14	27	31	22	(16)	193
Totale ricavi	3.861	2.515	1.111	1.136	264	(2.039)	6.848
Costi per il personale	87	49	326	110	131		703
Margine operativo lordo	269	202	282	471	(24)		1.200
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	170	60	171	206	39		646
Risultato operativo netto	99	142	111	265	(63)	-	554
Investimenti	76	53	174	389	51	(5)	738

6.3 Business Unit Generazione e Trading

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

368
mln €
EBIDTA
+36,8% rispetto al 2020

144
mln €
INVESTIMENTI
76 mln nel 2020 (+89,5%)

157
GWh
**PRODUZIONE IMPIANTI
A CARBONE**
(+37,7% vs 2020)

13.921
GWh
**PRODUZIONE
TERMoeLETTRICA
DA ALTRI IMPIANTI**
(+14,9% vs 2020)

4.544
GWh
**PRODUZIONE
FONTI RINNOVABILI DI CUI
313 GWh FOTOVOLTAICO
ED EOLICO**
(129 GWh nel 2020)

318.075
GWh
**RICHIESTA DI ENERGIA
IN ITALIA**
(+5,6% vs 2020)

125,0
€/MWh
PREZZO UNICO NAZIONALE
(39 €/MWh nel 2020)

+0,6
€/MWh
CLEAN SPARK SPREAD
(1,3 €/MWh nel 2020)

Dati operativi

Produzione netta energia elettrica GWh	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Produzione netta Termoelettrica	14.078	12.233	1.845	15,1%
- CCGT	12.459	11.461	998	8,7%
- Olio	1.462	658	804	n.s.
- Carbone	157	114	43	37,7%
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	4.544	4.537	7	0,2%
- Idroelettrica	4.231	4.408	(177)	(4,0%)
- Fotovoltaica	291	127	164	n.s.
- Eolica	22	2	20	n.s.
TOTALE PRODUZIONE NETTA	18.622	16.770	1.852	11,0%

La produzione di energia elettrica del Gruppo si è attestata a 18.622 GWh, con una variazione positiva rispetto all'anno precedente di 1.852 GWh (+11%). La maggiore richiesta di energia a seguito della ripresa economica registrata nel 2021 è stata soddisfatta da un incremento della produzione termoelettrica e dalle produzioni da nuove fonti rinnovabili.

In particolare, la produzione termoelettrica dell'anno in esame si è attestata a 14.078 GWh (12.233 GWh al 31 dicembre 2020). La crescita registrata (+15,1%) è legata alle maggiori produzioni degli impianti a ciclo combinato e dell'impianto in regime di essenzialità di San Filippo del Mela. L'elevato fabbisogno di energia e i picchi di domanda, rilevati soprattutto nel mese di dicembre, hanno inoltre indotto Terna a richiedere la riattivazione momentanea dell'impianto a carbone di Monfalcone.

La produzione da fonti rinnovabili del 2021 risulta in linea con l'esercizio precedente: la minore produzione idroelettrica (-4%), legata alla scarsa piovosità dell'anno, è stata compensata dal contributo significativo delle nuove fonti rinnovabili fotovoltaiche (+164 GWh) ed eoliche (+20 GWh) grazie alla nuova capacità fotovoltaica (+173 MW) ed eolica (8,2 MW) acquisita dal Gruppo.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	8.095	3.861	4.234	109,7%
Margine Operativo Lordo	368	269	99	36,8%
% su Ricavi	4,5%	7,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(208)	(170)	(38)	22,4%
Risultato Operativo Netto	160	99	61	61,6%
% su Ricavi	2,0%	2,6%		
Investimenti	144	76	68	89,5%
FTE	1.051	1.068	(17)	(1,6%)
Costo del personale	85	87	(2)	(2,3%)

I ricavi si sono attestati a 8.095 milioni di euro, in aumento di 4.234 milioni di euro (+109,7%) rispetto all'esercizio precedente. La variazione è stata determinata prevalentemente dalla straordinaria crescita dei prezzi di energia elettrica e gas; hanno contribuito in misura minore i maggiori volumi venduti ed intermediati, in particolare sul mercato elettricità.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 368 milioni di euro in incremento di 99 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+10 milioni di euro nel 2021 e +8 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in incremento di 97 milioni di euro.

La variazione positiva è principalmente riconducibile:

- ai risultati straordinari conseguiti sul mercato dei servizi ancillari ("MSD"), grazie alle opportunità emerse a seguito delle richieste di Terna per le criticità eccezionalmente elevate della rete che hanno caratterizzato gli ultimi mesi dell'anno;
- all'ottima performance del portafoglio di Trading;
- all'apporto degli impianti fotovoltaici ed eolici di nuova acquisizione.

L'eccezionale variazione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità (PUN) che ha caratterizzato sia il 2021, con trend in crescita, sia il 2020, con trend decrescente, non ha prodotto risultati significativi per la marginalità del portafoglio industriale elettrico a seguito delle politiche di hedging adottate dal Gruppo che ne hanno mitigato notevolmente gli effetti.

Gli impatti positivi sono stati in parte compensati:

- dalla minore produzione idroelettrica;
- dagli effetti negativi dello scenario energetico sul portafoglio gas;
- dai maggiori oneri per canoni idroelettrici riconducibili sia alla quota variabile e all'energia gratuita da corrispondere che alla componente fissa per alcuni impianti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 208 milioni di euro (170 milioni di euro al 31 dicembre 2020). La variazione è legata principalmente alle società del comparto rinnovabili di nuova acquisizione, agli ammortamenti relativi agli investimenti effettuati nel corso dell'anno e ai maggiori accantonamenti a fondo rischi al netto dei rilasci.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 160 milioni di euro (99 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Nell'esercizio in esame gli investimenti sono risultati pari a circa 144 milioni di euro e hanno riguardato per 87 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria, di cui 64 milioni di euro presso gli impianti termoelettrici e 19 milioni di euro presso i nuclei idroelettrici del Gruppo.

Nel 2021 inoltre, sono stati effettuati interventi di sviluppo per complessivi 54 milioni di euro, mirati prevalentemente a garantire la copertura dei picchi di domanda e il bilanciamento del fabbisogno energetico fluttuante nella rete elettrica (turbine a gas degli impianti a ciclo combinato di Cassano e Chivasso e avvio progetti per motori endotermici a Cassano) al fine di contribuire all'adequazione e alla sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Gli adeguamenti a norme sono stati circa 3 milioni di euro.

Nel 2021 gli FTE risultano pari a 1.051 unità (1.068 FTE al 31 dicembre 2020). La variazione negativa è legata al proseguimento del piano di efficientamento attivato per alcune strutture della generazione idroelettrica e termoelettrica (Monfalcone).

6.4 Business Unit Mercato

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

214
mln €
EBIDTA
+5,9% rispetto al 2020

73
mln €
INVESTIMENTI
53 mln nel 2020

18.426
GWh
**VENDITE ENERGIA
ELETTRICA**
(+22,7% vs 2020)

2.711
Mmc
VENDITA GAS
(+14,6% vs 2020)

1.383
(#/1000) POD
**CLIENTI MERCATO
RETAIL ELE
MERCATO LIBERO:**
938 POD
(+14,0% rispetto al 2020)

1.573
(#/1000) PDR
**CLIENTI MERCATO
RETAIL GAS
MERCATO LIBERO:**
935 PDR
(+7,7% rispetto al 2020)

Dati operativi

Energia elettrica	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	15.968	13.587	2.381	17,5%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	983	1.213	(230)	(19,0%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia (GWh)	1.475	212	1.263	n.s.
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	18.426	15.012	3.414	22,7%
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	938	823	115	14,0%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	382	447	(65)	(14,5%)
POD Energia Elettrica in regime Salvaguardia (#/1000)	63		63	n.s.
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.383	1.270	113	8,9%

Gas	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Vendite Gas (Mmc)				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	2.146	1.810	336	18,6%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	565	555	10	1,8%
Totale Vendite Gas (Mmc)	2.711	2.365	346	14,6%
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	935	868	67	7,7%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	638	746	(108)	(14,5%)
Totale PDR Gas (#/1000)	1.573	1.614	(41)	(2,5%)

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

Nel 2021 la Business Unit Mercato ha registrato 18.426 GWh di vendite retail di energia elettrica, in crescita del 22,7% rispetto all'anno precedente. L'incremento registrato è riconducibile alle maggiori quantità vendute del mercato libero, in particolare ai grandi clienti, al maggior apporto del mercato di salvaguardia e alle vendite del Gruppo AEB, consolidato dal mese di novembre 2020.

Le vendite gas ai mercati finali, pari a 2.711 milioni di metri cubi, evidenziano una crescita del 14,6% rispetto al 2020 riconducibile in parte ai maggiori consumi legati alla ripresa economica registrata nell'anno e alle temperature mediamente più fredde ed in parte al consolidamento di AEB.

Si segnala, inoltre, l'aumento dei clienti del mercato libero mass-market, sia nel comparto elettrico che in quello gas (183 mila in più rispetto alla fine del 2020).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	3.885	2.515	1.370	54,5%
Margine Operativo Lordo	214	202	12	5,9%
% su Ricavi	5,5%	8,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(76)	(60)	(16)	26,7%
Risultato Operativo Netto	138	142	(4)	(2,8%)
% su Ricavi	3,6%	5,6%		
Investimenti	73	53	20	37,7%
FTE	907	815	92	11,3%
Costo del personale	53	49	4	8,2%

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Smart
Infrastructures

Corporate

I ricavi si sono attestati a 3.885 milioni di euro (2.515 milioni di euro al 31 dicembre 2020), in crescita del 54,5% a seguito del consolidamento del Gruppo AEB e dell'aumento dei prezzi unitari e delle maggiori quantità vendute sia di energia elettrica sia di gas.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 214 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+14 milioni di euro nel 2021 e +3 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in incremento di 1 milione di euro.

La variazione di 1 milione di euro (+1%) è riconducibile alla crescita di marginalità registrata nel comparto retail per:

- il consolidamento del Gruppo AEB;
- l'aumento del numero di clienti del mercato elettrico mass-market;
- le maggiori vendite, in particolare ai grandi clienti del mercato.

Tale crescita è stata ridimensionata:

- dal calo della marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettrico a causa degli oneri di sbilanciamento particolarmente elevati a seguito del consistente aumento dei prezzi dell'energia dell'anno, a fronte di volumi non disallineati agli anni precedenti;
- da maggiori costi operativi rispetto a quelli sostenuti nello scorso anno in presenza di un rallentamento delle attività a seguito della diffusione del COVID-19.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 76 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2020) per maggiori ammortamenti ed accantonamenti rischi e svalutazioni crediti.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 138 milioni di euro (142 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Nel 2021 la Business Unit Mercato ha realizzato investimenti per 73 milioni di euro. Tali investimenti hanno riguardato:

- per circa 59 milioni di euro il comparto energy retail per spese destinate all'acquisizione di nuovi clienti e per interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme Hardware e Software, finalizzati al supporto delle attività di fatturazione, di marketing (acquisizione di una piattaforma per il dynamic pricing) e all'avvio di NEN (start up full-digital del Gruppo A2A destinata alle vendite di energia elettrica e gas);
- per 14 milioni di euro il comparto energy solution per progetti di efficienza energetica.

Nel 2021 gli FTE risultano pari a 907 unità (815 FTE al 31 dicembre 2020). La variazione è determinata in parte dalla variazione di perimetro (consolidamento Gruppo AEB) ed in parte dalle maggiori assunzioni per il potenziamento, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo, di aree di attività tradizionali ed innovative, come le assunzioni della nuova società NEN.

6.5 Business Unit Ambiente

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

341
mln €
EBIDTA
+20,9% rispetto al 2020

273
mln €
INVESTIMENTI
174 mln nel 2020 (+56,9%)

1.640
GWht
**CALORE
CEDUTO**
(+5,3% vs 2020)

2.082
GWh
**ENERGIA ELETTRICA
VENDUTA**
(+6,6% vs 2020)

3.423
Kton
RIFIUTI SMALTITI
(+2,2% vs 2020)

DI CUI:

988
Kton
**SMALTIMENTI
RECUPERO MATERIA**
(+10,1% vs 2020)

1.481
Kton
**SMALTIMENTI
RECUPERO ENERGIA**
(-0,5% vs 2020)

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Smart
Infrastructures

Corporate

Dati operativi

	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Rifiuti raccolti (Kton)	1.893	1.660	233	14,0%
Residenti serviti (#/1.000)	4.065	4.117	(52)	(1,3%)
Energia elettrica venduta (GWh)	2.082	1.954	128	6,6%
Calore ceduto (GWht)*	1.640	1.557	83	5,3%

(*) quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel 2021 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.893 migliaia di tonnellate, risultano in aumento del 14% rispetto all'anno precedente, penalizzato dal rallentamento delle attività economiche in seguito alla diffusione del COVID-19, soprattutto nella Città di Milano. Alla variazione del periodo ha contribuito inoltre il consolidamento di AEB (+157 mila tonnellate).

Le quantità di energia elettrica registrano un incremento del 6,6% grazie al contributo delle nuove società acquisite (Agripower, Agritre e Fragea), alla maggiore produttività del termovalorizzatore di Acerra e alla maggiore disponibilità del termovalorizzatore di Parona. Il calore prodotto è in aumento del 5,3% a seguito delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Rifiuti smaltiti (Kton)	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Smaltimento rifiuti urbani	2.656	2.662	(6)	(0,2%)
- WTE	1.364	1.375	(11)	(0,8%)
- Discarica	1	2	(1)	(50,0%)
- Impianti di trattamento	1.291	1.285	6	0,5%
Smaltimenti industriali	767	687	80	11,6%
- WTE	75	66	9	13,6%
- Discarica	-	21	(21)	(100,0%)
- Impianti di trattamento	692	600	92	15,3%
TOTALE	3.423	3.349	74	2,2%

Le quantità riportate sono al netto degli smaltimenti infragruppo.

I rifiuti netti smaltiti registrano un incremento del 2,2%, grazie alla crescita degli smaltimenti negli impianti di trattamento, in particolare industriali; le quantità trattate nei termovalorizzatori, invece, registrano una lieve riduzione per la minore disponibilità del termovalorizzatore di Brescia (maggiori giorni di fermo per manutenzione).

La crescita ha riguardato esclusivamente gli smaltimenti di rifiuti destinati a recupero di materia (incremento significativo di ingombranti e terre).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	1.260	1.111	149	13,4%
Margine Operativo Lordo	341	282	59	20,9%
% su Ricavi	27,1%	25,4%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(159)	(171)	12	(7,0%)
Risultato Operativo Netto	182	111	71	64,0%
% su Ricavi	14,4%	10,0%		
Investimenti	273	174	99	56,9%
FTE	6.470	6.046	424	7,0%
Costo del personale	337	326	11	3,4%

Nel corso del 2021 la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 1.260 milioni di euro, in crescita del 13,4% rispetto all'anno precedente (1.111 milioni di euro al 31 dicembre del 2020) principalmente per il contributo delle società acquisite nell'anno precedente (Agritre operativa da marzo 2020 e AEB e Fragea consolidate da novembre 2020) e nel corso dell'esercizio (Agripower), per i maggiori ricavi da recupero materia (in particolare vendita carta), da vendita di energia elettrica e da smaltimento rifiuti degli impianti di trattamento industriali.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 341 milioni di euro (282 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+8 milioni di euro nel 2021, 1 milione nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 333 milioni di euro in aumento di 52 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020.

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno tutti i comparti della Business Unit grazie:

- al contributo incrementale degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati a biomasse e biogas acquisiti nell'anno precedente (Agritre e Fragea) e nel 2021 (Agripower);
- alla positiva dinamica dei prezzi di cessione di energia elettrica e calore;
- all'incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani;
- alle maggiori quantità di rifiuti industriali smaltiti;
- all'aumento dei prezzi della carta a causa dell'elevata richiesta nel mercato europeo;
- all'apporto incrementale del Gruppo AEB consolidato a partire dal novembre del 2020.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 159 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2020). La variazione è l'effetto combinato di maggiori ammortamenti relativi alle società di nuova acquisizione e agli investimenti realizzati nel corso dell'anno e di minori accantonamenti a fondo rischi rispetto all'esercizio precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 182 milioni di euro (111 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Gli Investimenti del 2021 si sono attestati a 273 milioni di euro e hanno riguardato:

- interventi di sviluppo per 203 milioni di euro, di cui 123 milioni di euro relativi agli impianti di termovalorizzazione (in particolare 76 milioni di euro per la realizzazione del nuovo impianto di Parona e 24 milioni di euro per la linea depurazioni fumi del termovalorizzatore di Brescia) e 77 milioni di euro agli impianti di trattamento (38 milioni di euro per impianti FORSU);
- interventi di mantenimento per 70 milioni di euro relativi a impianti di termovalorizzazioni (29 milioni di euro), a impianti di trattamento (21 milioni di euro) e al comparto raccolta (20 milioni di euro).

Nel 2021 gli FTE della Business Unit Ambiente sono pari a 6.470 unità (6.046 FTE nel 2020).

La variazione è legata alle variazioni di perimetro (consolidamento del Gruppo AEB, acquisizione Agripower e vincita nuove gare per la gestione dei servizi di raccolta) e alle assunzioni programmate per il 2020 e posticipate al 2021.

6.6 Business Unit Smart Infrastructures

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

538
mln €
EBIDTA
+14,2% rispetto al 2020

516
mln €
INVESTIMENTI
389 mln nel 2020 (+32,6%)

1.578
M€
RAB GAS
(+2,6% vs 2020)

753
M€
RAB ENERGIA ELETTRICA
(+8,8% vs 2020)

411
M€
RAB SERVIZI IDRICI
(+8,4% vs 2020)

3.178
GWht
CALORE VENDUTO
(+12,1% vs 2020)

Dati operativi

Reti

	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Energia elettrica distribuita (GWh)	11.423	10.673	750	7,0%
Gas distribuito (Mmc)	3.448	2.996	452	15,1%
Acqua distribuita (Mmc)	76	77	(1)	(1,3%)
RAB Energia Elettrica (M€) (*)	753	692	61	8,8%
RAB Gas (M€) (*)	1.578	1.538	60	2,6%
RAB Acqua (M€) (*)	411	379	32	8,4%

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

Le quantità distribuite di energia elettrica e gas della Business Unit Smart Infrastructures hanno rispettivamente registrato un incremento del 7% e del 15,1% rispetto all'esercizio precedente, che aveva pesantemente risentito del rallentamento delle attività economiche conseguenti alle misure adottate per contrastare l'emergenza sanitaria. Le quantità di acqua distribuite si sono attestate a 76 Mmc, in lieve calo rispetto all'anno precedente.

Nel 2021 le RAB relative alla distribuzione elettrica pari a 753 milioni di euro e alla distribuzione del gas pari a 1.578 milioni di euro sono risultate, a seguito degli elevati investimenti effettuati, in crescita rispettivamente dell'8,8% e del 2,6% rispetto alle RAB del 2020, comprensive delle quote relative ad AEB. La RAB per i servizi idrici risulta in incremento dell'8,4% grazie agli investimenti realizzati.

Calore

GWht	31 12 2021	31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
FONTI				
Impianti di:	1.554	1.369	185	13,5%
- Lamarmora	385	375	10	2,7%
- Famagosta	95	81	14	17,3%
- Tecnocity	72	64	8	12,5%
- Altri impianti	1.002	849	153	18,0%
Acquisti da:	2.137	2.048	89	4,3%
- Terzi	473	472	1	0,2%
- Altre Business Units	1.664	1.576	88	5,6%
TOTALE FONTI	3.691	3.417	274	8,0%
USI				
Vendite ai clienti finali	3.178	2.836	342	12,1%
Perdite di distribuzione	513	581	(68)	(11,7%)
TOTALE USI	3.691	3.417	274	8,0%
Energia elettrica da cogenerazione	297	298	(1)	(0,3%)

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.

Le vendite di calore della Business Unit Smart Infrastructures dell'anno in esame si sono attestate a 3.178 GWht, in aumento rispetto ai volumi venduti nell'anno precedente del 12,1%. L'aumento registrato è riconducibile oltre che all'acquisizione di nuovi clienti e all'apporto delle vendite del Gruppo AEB, alle temperature più fredde registrate nel 2021 rispetto all'anno precedente.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	1.280	1.136	144	12,7%
Margine Operativo Lordo	538	471	67	14,2%
% su Ricavi	42,0%	41,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(274)	(206)	(68)	33,0%
Risultato Operativo Netto	264	265	(1)	(0,4%)
% su Ricavi	20,6%	23,3%		
Investimenti	516	389	127	32,6%
FTE	3.052	2.918	134	4,6%
Costo del personale	105	110	(5)	(4,5%)

I ricavi del periodo della Business Unit Smart Infrastructures si sono attestati a 1.280 milioni di euro (1.136 milioni di euro al 31 dicembre 2020, +12,7%). La variazione è riconducibile all'apporto incrementale derivante dal consolidamento di AEB, ai maggiori ricavi relativi al teleriscaldamento, al ciclo idrico e alle maggiori prestazioni effettuate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Smart Infrastructures del 2021 è risultato pari a 538 milioni di euro (471 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+7 milioni di euro nel 2021; +10 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 531 milioni di euro, in aumento di 70 milioni di euro (+15,2%) rispetto al 2020.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica e gas (+41 milioni di euro): incremento legato alla variazione nel perimetro di consolidamento, ai maggiori ricavi ammessi ai fini regolatori e ai minori costi operativi;
- teleriscaldamento (+23 milioni di euro): marginalità in crescita prevalentemente per le maggiori quantità vendute grazie allo sviluppo commerciale e alle temperature mediamente più fredde rispetto all'anno precedente e per le maggiori prestazioni connesse all'attività conseguente ai provvedimenti relativi al superbonus;
- ciclo idrico (+10 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili agli incrementi tariffari deliberati dall'Autorità di settore;
- Smart City (-4 milioni di euro): conclusione di attività avviate negli anni precedenti relative alla realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica e minore marginalità per il conferimento alla corporate del ramo d'azienda relativo alle telecomunicazioni.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 274 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2020). La variazione è riconducibile ai maggiori ammortamenti e svalutazioni sia per il consolidamento di AEB sia per gli investimenti effettuati nel 2020.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 264 milioni di euro in linea con l'anno precedente (265 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Gli Investimenti del periodo in esame sono risultati pari a 516 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari, nonché investimenti per avvio progetto smart meter 2G (183 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 (126 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 (95 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 (15 milioni di euro);

6 Analisi dei principali settori di attività

- nel comparto Smart City, in prevalenza posa fibra ottica, radiofrequenza e data center (10 milioni di euro);
- nel comparto e-mobility per installazione nuove colonnine di ricarica energia elettrica (1 milione di euro).

Nel 2021 gli FTE si attestano a 3.052 unità (2.918 unità al 31 dicembre 2020). La variazione è legata al consolidamento del Gruppo AEB e alle assunzioni effettuate per nuovi progetti di investimento.

6.7 Corporate

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 31 12 2021	01 01 2020 31 12 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	301	264	37	14,0%
Margine Operativo Lordo	(33)	(24)	(9)	37,5%
% su Ricavi	(11,0%)	(9,1%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(51)	(39)	(12)	30,8%
Risultato Operativo Netto	(84)	(63)	(21)	33,3%
% su Ricavi	(27,9%)	(23,9%)		
Investimenti	77	51	26	51,0%
FTE	1.541	1.405	136	9,7%
Costo del personale	141	131	10	7,6%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della Corporate non riaddebitati alle diverse società del Gruppo nel corso del 2021, si attesta a -33 milioni di euro (-24 milioni di euro nel 2020). La variazione negativa di marginalità è riconducibile al maggior peso nell'anno dei costi non riaddebitati rispetto al totale degli oneri della Corporate.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 51 milioni di euro (39 milioni di euro al 31 dicembre 2020). La variazione è determinata dai maggiori ammortamenti per gli investimenti effettuati nell'arco dell'esercizio.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 84 milioni di euro (negativo per 63 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Gli Investimenti dell'anno sono pari complessivamente a 77 milioni di euro, di cui 49 milioni di euro relativi ad interventi sui sistemi informativi e 22 milioni di euro relativi ad investimenti sui fabbricati.

Nell'esercizio in esame gli FTE si attestano a 1.541 unità, registrando una variazione positiva di 136 unità rispetto al 2020 legata, oltre che alla variazione di perimetro per il consolidamento AEB, a posticipi di assunzioni programmate nel 2020 e ad inserimenti per il potenziamento di alcune aree di attività, in coerenza con le esigenze evolutive e gli obiettivi di sviluppo del Gruppo.



123/233

1/345

Test Status Controller

Visualisation

Crit.

GNumber

RNumber

BNumber

Coordinates are calculated and attached to the given. The user is allowed

7

Rischi e incertezze



7.1 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 della 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. 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, ISO 14001 e ISO 45001 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 ed 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 sta ulteriormente aumentando la volatilità del prezzo delle commodities energetiche, già a livelli record prima dello scoppio della guerra. Oltre agli impatti diretti sulla produzione e vendita di energia elettrica e gas, tale aumento dei prezzi potrebbe portare ad un incremento generalizzato dell'inflazione con particolare riferimento ai prezzi dei derivati del petrolio e dei prodotti alimentari, nonché tensioni sui mercati finanziari, impatti tecnologici e possibile incremento di cyber-attacchi.

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'attività industriale di generazione di vettori energetici e della loro commercializzazione all'ingrosso, sta gestendo la crescente volatilità del prezzo del gas 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, opera su piattaforme.

Non si esclude, qualora la situazione degli approvvigionamenti diventasse critica ed in linea con le scelte di politica energetica nazionale, la riattivazione della centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone e la possibilità di interruzione, richiesta dal gestore di rete, della fornitura di energia a specifici soggetti industriali.

Si evidenzia inoltre che recentemente il DL 17/22 a cui ha fatto seguito il DM MITE Stoccaggi gas 2022-2023 e la Delibera ARERA 110/2022/R/Gas, ha richiesto agli operatori di portare il riempimento degli stoccaggi ad almeno il 90% delle capacità disponibili.

Con riferimento all'attività di commercializzazione retail di energia elettrica e gas, l'aumento del prezzo delle commodities determina l'incremento delle esposizioni creditizie verso la clientela (anche in ipotesi di costanza di volumi). Tale maggiore esposizione genera naturalmente un maggior rischio nel caso di

default delle singole controparti e maggiore impegno finanziario nel caso di ritardo nei pagamenti. L'entità di tali tensioni, modeste sino alla data odierna, dipenderà dalla evoluzione della crisi e dalla sua durata temporale.

Le altre Business Units (Ambiente e Smart Infrastructures) risultano meno esposte al rischio commodities. Gli impatti del conflitto Russia-Ucraina si stimano siano quindi indiretti e, sostanzialmente connessi alla potenziale riduzione del PIL e alla crescita dell'inflazione.

Per fronteggiare possibili scenari di tensione finanziaria, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo, supportata anche da linee di back up sia committed che uncommitted (al 14 marzo 2022 pari a 1,7 miliardi di euro), sta permettendo di gestire le posizioni sul mercato delle commodities oltre agli eventuali e temporanei incrementi di circolante dovuti alla crescita prezzi. A2A ha recentemente emesso con successo un prestito obbligazionario da 500 milioni di euro in un contesto di mercato molto difficile in aggiunta alla sottoscrizione di linee di credito bilaterali di medio termine, a riprova della capacità del Gruppo di accedere ai mercati dei capitali e bancari.

Infine, in presenza di elevata allerta per i cyber-attacchi, 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.

Emergenza sanitaria virus COVID-19

Con riferimento all'emersione dell'emergenza Coronavirus si segnala che sono state poste in essere misure di gestione della crisi nonché l'identificazione di adeguate mitigation prospettiche legate al rischio di estensione temporale dell'emergenza.

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un crisis plan di Gruppo che identifica il sistema organizzativo, le attività e le procedure necessarie per fare fronte agli eventi che hanno portato alla dichiarazione di crisi, con lo scopo di tutelare le risorse umane interne ed esterne al Gruppo A2A, contenere i danni materiali e immateriali e garantire la corretta gestione dei flussi comunicativi verso l'esterno e la continuità dei servizi offerti, riorganizzando in tempi rapidi le normali condizioni di operatività e salvaguardando la reputazione aziendale. Si segnala che il Gruppo A2A sta gestendo l'emergenza sanitaria del COVID-19 nella piena applicazione delle prescrizioni della suddetta procedura con costituzione e gestione di appositi Comitati di crisi. Tali comitati, che si riuniscono per il coordinamento delle attività di gestione della crisi, permettono di indirizzare le azioni della società in coerenza con le disposizioni dei vari DPCM emanati e svolgono un'attività preventiva attraverso la definizione di piani di mitigazione da attivare nel caso di peggioramento della situazione emergenziale.

Di seguito vengono descritte le principali azioni di presidio e di mitigazione identificate:

- definizione dei minimi di servizio funzionali da monitorare a cura dei responsabili di impianto e della lista dei responsabili necessari per gestire gli impianti e relativi back-up, anche con riferimento alle ditte appaltatrici; tale attività è stata completata e può essere attivata in caso di indisponibilità del personale;
- azioni sul personale finalizzate ad evitare gli assembramenti e garantire la sicurezza delle persone (predisposizione corpo procedurale secondo le disposizioni dei protocolli sanitari, adozione di DPI, sanificazione dei locali, misurazione della temperatura ecc.); è stata altresì garantita la segregazione del personale delle ditte esterne;
- predisposizione di un piano dei fabbisogni di attrezzature e DPI da utilizzare in modalità usa e getta;
- adozione di soluzioni organizzative e tecnologiche per garantire lo svolgimento di alcuni processi critici da remoto e modalità di esecuzione del pronto intervento.

Raggiungimento degli obiettivi definiti nel piano industriale

Si fa riferimento ai rischi collegati al mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi delineati nel Piano Industriale che potrebbero comportare sia un impatto economico finanziario per effetto di una minore crescita della marginalità del Gruppo sia impatti sulla reputazione per il fatto di disattendere le aspettative degli Stakeholder in merito agli impegni di sostenibilità.

Il Piano 2022-2030 delinea ambiziosi target di crescita, 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 nelle 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 di natura normativa e regolatoria inerenti la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali, rischi di natura com-

merciale in collegamento ai target di incremento della base clienti definiti nel Piano adottato. Inoltre, a partire dagli ultimi mesi dell'anno 2021 si riscontrano difficoltà nell'approvvigionamento di taluni materiali che vengono impiegati sia nelle ordinarie attività manutentive sia presso i cantieri di realizzazione delle iniziative di sviluppo; contestualmente, i fornitori di questi materiali richiedono alle Società del Gruppo un adeguamento al rialzo dei relativi prezzi. Detta tensione sulla disponibilità e sui prezzi è stata particolarmente accentuata per alcuni prodotti (quali ad esempio l'ammoniaca) indispensabili per l'esercizio degli impianti di trattamento dei rifiuti.

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 prevedono anche l'utilizzo di canali e modalità comunicative innovative. Per supportare il percorso di crescita sostenibile, è in corso un'attività formativa e l'individuazione di Focal Point per supportare il processo di sempre maggiore integrazione dei principi di sostenibilità 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.

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 l'attività di energy management, trading e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

La Legge di Bilancio 2018 ha, inoltre, esteso le competenze di regolazione e controllo dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI che ha cambiato nome in ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo e regolatorio al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (ARERA, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, Ministero della Transizione Ecologica) e con gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

Per affrontare tali problematiche, il vertice aziendale ha costituito un'apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Concorrenza", ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il business e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola compliance o litigation.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le Business Units non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

Affari Regolatori e Concorrenza ha implementato, inoltre, strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. 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 società.

La Struttura organizzativa presidia il rischio regolatorio anche per i Gruppi ACSM-AGAM e AEB al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni regolatorie e normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano le concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito della Legge n. 12/2019 che all'art. 11-quater ha disposto un riordino complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante (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 che hanno implementato la disciplina del capacity market;
- le gare inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la cessazione delle concessioni del SII in capo alle società del Gruppo operanti nel settore e il loro trasferimento a titolo oneroso al Gestore Unico dell'ambito (con particolare riferimento nell'immediato ai comuni gestiti in via transitoria da A2A Ciclo Idrico nella provincia di Brescia e alla gran parte dei Comuni di ASVT in scadenza il 31 dicembre 2021);
- la certificazione dei risparmi energetici ed il conseguente rilascio di Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti alla mancanza di uno strumento specifico di incentivazione e all'avvio della regolazione del settore da parte di ARERA solo per gli aspetti inerenti alla qualità commerciale e tecnica e non anche per il sostegno agli investimenti;
- le previsioni della Legge Concorrenza 2017 in materia di cessazione dei regimi di tutela dei prezzi per i clienti dei settori elettrico e del gas la cui data è stata ulteriormente prorogata per i clienti domestici elettrici al 1° gennaio 2024.

Da ultimo si segnala che, considerati i numerosi interventi dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato sui settori di interesse del Gruppo A2A (in termini di avvisi di istruttorie per abuso di posizione dominante, per intese nonché di indagini conoscitive) il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato nella seduta del 20 giugno 2019 l'adozione del Programma di Compliance Antitrust con la conseguente nomina di un Responsabile per la sua attuazione mentre nella seduta del 20 gennaio 2020 l'adozione del Codice di Condotta Antitrust. Infine, in data 23 giugno 2020 è stata adottata una Linea Guida Antitrust che disciplina le regole di condotta che i dipendenti del Gruppo A2A devono osservare per evitare violazioni della normativa antitrust (documento disponibile sulla intranet aziendale). Nel 2021 sono proseguite le sessioni di formazione al personale delle varie Business Units.

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 puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un "liquidity buffer" sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 31 dicembre 2021 il Gruppo ha disponibilità liquide per complessivi 964 milioni di euro, oltre a linee di credito committed e di finanziamento disponibili ma non utilizzate per complessivi 1.125 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 e parzialmente inutilizzato tale da consentire al Gruppo un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 31 dicembre 2021 tale programma ammonta a 6 miliardi di euro, di cui 2.400 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 2021, non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei covenants 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. 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 (PIL)

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.

L'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione, con specifico riferimento a quelli termoelettrici, mostra segnali di ripresa incoraggianti anche in esito all'allenamento progressivo delle misure restrittive, a suo tempo adottate a livello nazionale ed internazionale, per far fronte all'emergenza COVID-19. Non si può però escludere che il quadro economico complessivo potrebbe conoscere future ulteriori fasi di deterioramento anche, ma non solo, con riferimento ad un possibile riacuirsi della pandemia e delle relative misure di risposta, con potenziale incremento dei tempi di ripresa del sistema produttivo.

A presidio di ciò, si evidenzia come siano tuttora attive ed operanti tutte quelle misure, a suo tempo intraprese per gli impianti a ciclo combinato, finalizzate a garantirne flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano loro richiesti.

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 con conseguenti riflessi positivi sulla domanda di energia elettrica e dei vettori energetici offerti dal Gruppo. Sulla suddetta ripresa dei corsi economici potrebbe, però, influire negativamente l'andamento dei prezzi delle commodities energetiche, che a partire dagli ultimi mesi dell'anno 2021 stanno incrementando: la delicata situazione geopolitica nell'est Europa, la veloce ripresa delle economie di diversi paesi con incremento della domanda di gas e gli stoccaggi europei ai minimi storici sono fra i principali fattori che stanno provocando sia l'incremento dei prezzi sia la volatilità delle commodities. Tutto ciò potrebbe determinare potenziali impatti in termini di contrazione dei consumi e tensioni sul credito.

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) nei territori serviti, potrebbero ostacolare il regolare esercizio degli impianti esistenti nonché il processo autorizzativo di

nuovi impianti (ad esempio quelli di recupero o smaltimento dei rifiuti e di conversione di impianti termoelettrici) 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.

Rischi connessi ai cambiamenti climatici

Si fa riferimento a potenziali impatti per le Società del Gruppo in collegamento alla riduzione / sospensione dei servizi, piuttosto che danni agli asset aziendali e/o a persone, che dovessero occorrere al verificarsi di eventi legati ai cambiamenti climatici (sia cronici che acuti) con riferimento ai pericoli derivanti da modifiche/eventi connessi ai regimi di temperatura, vento, precipitazione e alle masse solide.

Con riferimento ai cambiamenti di tipo cronico, in particolare, le produzioni di energia idroelettrica del Gruppo, i consumi di energia elettrica, gas e calore per riscaldamento invernale e i servizi di distribuzione di elettricità e di acqua potabile erogati dal Gruppo possono risentire delle variazioni sfavorevoli nei parametri meteorologici e climatici, quali ad esempio la scarsità e la modifica del regime delle precipitazioni, le temperature particolarmente miti nella stagione invernale, le ondate di calore nella stagione estiva.

Cambiamenti nella disponibilità della risorsa idrica possono portare anche a conflitti tra i vari portatori di interesse nonché limitazioni all'esercizio degli impianti idroelettrici. Questi fattori possono influenzare sfavorevolmente le produzioni, le vendite e la reputazione del Gruppo e determinare, di conseguenza, impatti economico-finanziari negativi. Nell'ambito dell'attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da particolari condizioni climatiche, con specifico riferimento ad ondate di calore e/o precipitazioni particolarmente violente e concentrate, che interessino i territori serviti generando rischi di natura reputazionale in esito ad interruzioni prolungate nella erogazione del servizio.

Per mitigare questo rischio 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;
- con riferimento alla riduzione della domanda di energia termica da parte dell'utenza finale rispetto a quanto pianificato, il Gruppo ha istituito strutture organizzative aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature. Inoltre, sono stati pianificati, sul lungo periodo, investimenti per ridurre i costi della produzione di calore grazie a recuperi termici, nonché di sviluppo delle reti di teleriscaldamento nell'ottica di ottimizzarne le modalità di distribuzione;
- con riferimento alla conduzione delle reti elettriche, 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;
- 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.

Come detto precedentemente, 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.

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.

Per contribuire al processo di decarbonizzazione il Gruppo si è impegnato a ridurre le proprie emissioni di CO₂ – sia dirette che indirette. Il Consiglio di Amministrazione ha infatti approvato un target per le emissioni complessive del Gruppo da raggiungere entro il 2030, obiettivo che è stato riconosciuto come Science Based Target, cioè in linea con il livello di decarbonizzazione richiesto per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (limitare il riscaldamento globale a valori ben al di sotto di 2 °C sopra i livelli preindustriali e proseguire gli sforzi per limitare il riscaldamento a 1,5 °C). Le principali strategie adottate dal Gruppo per raggiungere l'obiettivo comprendono: la cessazione dell'utilizzo del carbone e dell'olio combustibile, l'aumento di efficienza e conseguente riduzione delle emissioni per gli impianti termoelettrici a gas naturale (cicli combinati), l'adozione di un piano strategico che prevede un ingente incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile coerente col target, nonché l'utilizzo di energia proveniente interamente da fonte rinnovabile per i propri consumi.

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 promosse da dipendenti e che facciano riferimento a presunte inadempienze del datore di lavoro nella adozione delle misure di prevenzione del COVID-19 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. 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 una procedura di gestione delle crisi che prevede la istituzione di comitati interdisciplinari di gestione, organizzati sia a livello di Gruppo sia di Business Unit e tra loro coordinati. Infine, è in corso l'attività di strutturazione del Business Continuity Plan per il Gruppo A2A.

Infine, 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 (ogni tre anni) 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 nel periodo di emergenza sanitaria, 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 finanzia-

rie, manipolazione e distruzione di dati ed interruzioni operative. Tutti questi fattori potrebbero incidere negativamente sulla reputazione, sulla posizione competitiva, sulle attività e sui risultati delle attività 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; sono altresì in fase di esecuzione le attività di strutturazione di un Security Operations Center evoluto in grado 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 legata alla pandemia COVID-19.

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.

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 messo a punto un processo per garantire la continuità operativa, fondato sulla presenza di un Data Center primario residente presso le infrastrutture di un fornitore esterno e dotato di elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio nonché sull'implementazione di soluzioni di backup dei dati.

Infine, è in fase di completamento il progetto finalizzato a garantire la business continuity aziendale: sono stati individuati i processi critici ed è in fase di realizzazione un Sistema di Gestione della Continuità Operativa - SGCO - anche con l'obiettivo di conseguire la certificazione ISO 22301. Nell'ambito del più ampio progetto di business continuity sono in fase di sviluppo le attività per l'ulteriore potenziamento ed ampliamento del piano di Disaster Recovery che prevede l'attuazione di una cloud strategy di Gruppo per rendere maggiormente fruibili e resilienti i sistemi informativi aziendali.

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. 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, rientra in questo tipo di rischi anche l'eventualità di azioni legali promosse da dipendenti che portino a presunti profili di responsabilità del datore di lavoro e delle società del Gruppo in caso di contatto col virus e contrazione della malattia. Per gestire questo rischio, il Gruppo sta adottando scrupolosamente le prescrizioni e i protocolli previsti dalle vigenti normative e linee guida emanate dagli enti competenti nonché massimizzando il lavoro da

remoto. In tale ottica si evidenzia come vengano svolti, in ottemperanza a quanto previsto dalla vigente normativa, i controlli sulle certificazioni verdi COVID-19 (c.d. Green Pass come da articolo 9 comma 3 del Decreto-Legge n. 52 del 2021) di dipendenti e terzi che accedano ad infrastrutture e sedi delle Società del Gruppo.

Rischi ambientali

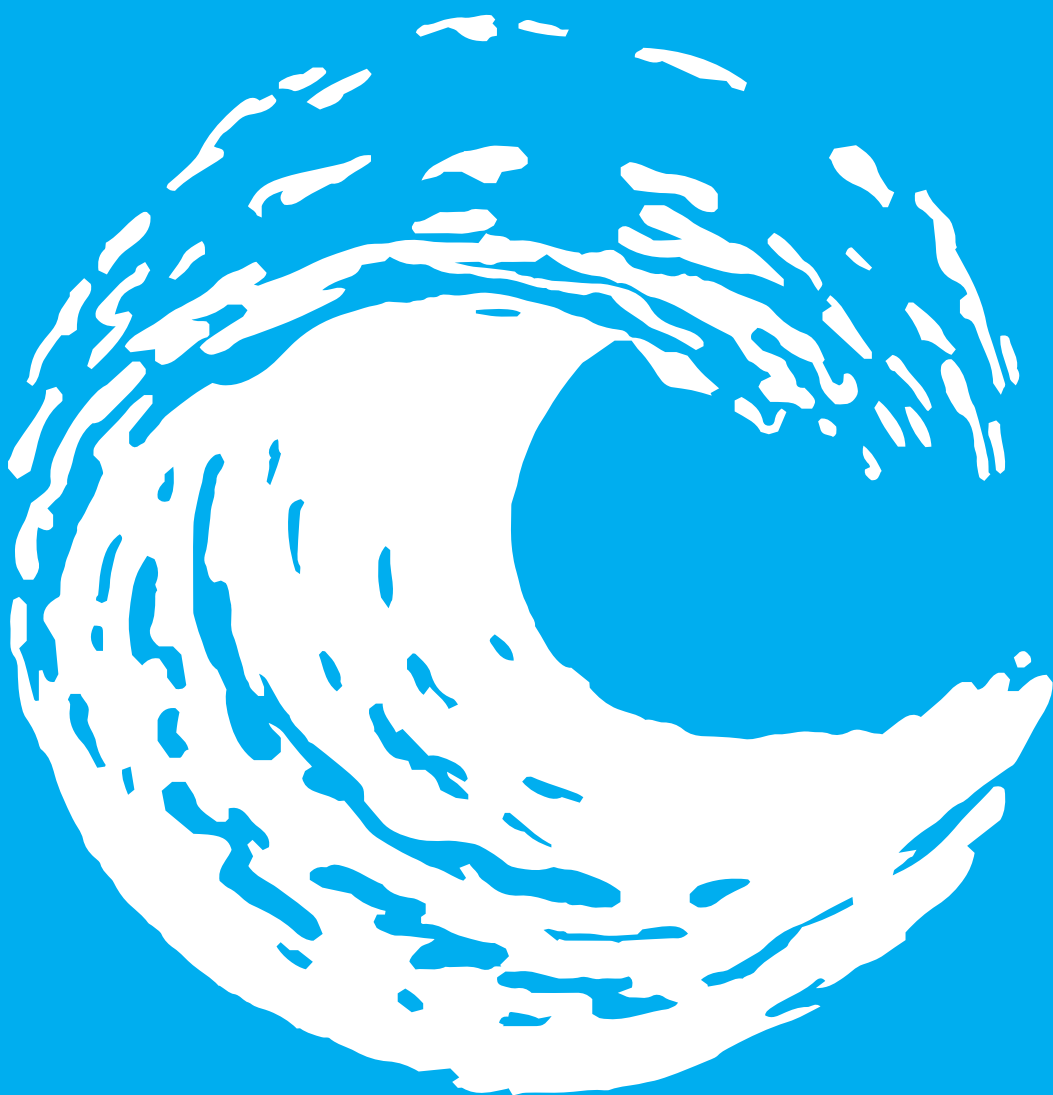
Il manifestarsi di tali rischi può avvenire come conseguenza sia di incidentalità nei processi produttivi sia di particolari caratteristiche del business svolto dal Gruppo che può portare a reazioni da parte dell'opinione pubblica circa presunte ricadute sull'ambiente e/o sulla salute delle popolazioni 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 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 nonché presente sui tavoli tecnici indetti dalle associazioni con lo scopo di evidenziare le eventuali criticità legate all'evoluzione normativa.







8.1 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 2021, 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	185	
Revisione del bilancio consolidato	43	
Verifiche periodiche della contabilità	23	
Revisione limitata della relazione semestrale	70	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	16	
Totale	337	
Società controllate		
Revisione del bilancio d’esercizio	1.124	
Verifiche periodiche della contabilità	220	
Revisione limitata della relazione semestrale	237	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	81	
Altri gruppi consolidati (Agripower, ACSM-AGAM, AEB)	397	88
Totale	2.059	88
Società collegate e Joint Ventures		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	25	
Totale	25	
TOTALE GRUPPO A2A	2.421	88

Nel corso dell’esercizio 2021 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 306 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 2021 (54 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Al 31 dicembre 2020 le azioni proprie detenute dalla capogruppo A2A S.p.A. erano n. 23.721.421, pari a 54 milioni di euro. Nel corso del secondo trimestre 2021 la capogruppo A2A S.p.A. ha provveduto all’acquisto di azioni proprie per un valore pari a 109 milioni di euro, in virtù del programma di acquisto di azioni proprie avviato in data 13 maggio 2021 e conclusosi in data 24 giugno 2021, arrivando così a detenere n. 86.154.895 azioni proprie, pari al 2,75% del Capitale sociale. Il Gruppo ha poi provveduto ad acquisire, mediante assegnazione di tali azioni proprie in favore dei soci di minoranza, il 49% del capitale sociale di LGH S.p.A. (ora fusa in A2A S.p.A.).

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. 40 del Bilancio consolidato e alla nota n. 35 del Bilancio separato.

Climate Change

Il recente piano industriale 2021-2030 pubblicato il 27 gennaio 2022 si basa su economia circolare e transizione energetica, ponendo al centro l'importanza del cambiamento climatico e la necessità di orientarsi verso la progressiva decarbonizzazione: in particolare, il Gruppo si è impegnato ad azzerare le emissioni dirette e indirette (sia Scope 1 che Scope 2) generate dal Gruppo al 2040, in anticipo rispetto agli obiettivi previsti da COP26.

Il Bilancio Integrato 2021 del Gruppo è redatto secondo le Raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), con l'obiettivo di dare le informazioni necessarie al mondo della finanza per valutare adeguatamente i rischi e le opportunità legati al clima. In tal senso si è stimato che le incertezze climatiche di tipo fisico incidano sull'EBITDA complessivo del Gruppo previsto dal Piano industriale con una variazione compresa tra -1,3% e +0,3%; mentre i rischi e le opportunità di tipo transition incidano con una variazione stimata compresa tra -1% e +1,1%.

Già nei passati esercizi la stima della recuperabilità del valore degli impianti a carbone e olio combustibile (CGU Monfalcone, CGU San Filippo del Mela) era stata effettuata considerando un orizzonte di vita utile definita, allineata con la scadenza dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA). In sede di impairment sul bilancio chiuso al 31 dicembre 2021, non sono state ravvisate perdite di valore.

Le vite utili delle attività materiali e immateriali e la consistenza delle passività potenziali, inclusi i fondi decommissioning, coerentemente con i rispettivi principi contabili di riferimento, vengono costantemente monitorate anche in relazione agli impatti del cambiamento climatico.

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. 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 con riferimento alle quali A2A ha consuntivato fatturato, spese in conto capitale e/o spese operative nell'esercizio 2021 e che sono riportati all'interno della Dichiarazione consolidata non finanziaria (DCNF) 2021 del Gruppo.

* * *

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 2021" 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 www.a2a.eu.

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.