

Allegato D al n. 116189/146012 di rep.
notaio Mario Mistretta da Brescia

TINFO
DIGITAL
SIGN



2020 Relazione sulla Gestione





Relazione sulla Gestione 2020

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

Indice

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder 2020	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 2020	15
1.5 Azionariato	18
1.6 A2A S.p.A. in Borsa	19
1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)	22
2 Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)	
2.1 Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)	28
3 Scenario e Mercato	
3.1 Quadro macroeconomico	32
3.2 Andamento del mercato energetico	34
4 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A	
4.1 Business Unit Generazione e Trading	41
4.2 Business Unit Mercato	51
4.3 Business Unit Ambiente	56
4.4 Business Unit Reti	64
5 Risultati consolidati e andamento della gestione	
5.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	86
5.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	95
5.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2020	103
5.4 Evoluzione prevedibile della gestione	105
5.5 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2020 e distribuzione del dividendo	107



6	Analisi dei principali settori di attività	
6.1	Sintesi dei risultati per settori di attività	110
6.2	Risultati per settori di attività	114
6.3	Business Unit Generazione e Trading	116
6.4	Business Unit Mercato	119
6.5	Business Unit Ambiente	122
6.6	Business Unit Reti	125
6.7	Corporate	129
7	Rischi e incertezze	
7.1	Rischi e incertezze	132
8	Gestione responsabile della sostenibilità	
8.1	Gestione responsabile della sostenibilità	142
9	Altre informazioni	
9.1	Altre informazioni	146

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder 2020

Cari Azionisti, cari Stakeholder,

il 2020 è stato un atto molto difficile per tutti noi: la diffusione della pandemia COVID-19 ha segnato indelebilmente le nostre vite determinando un cambio, anche radicale, delle nostre abitudini e priorità. Nonostante i grandissimi sforzi dei medici, degli infermieri e dei ricercatori, molte sono state le perdite che il nostro Paese, come del resto tutto il mondo, ha dovuto subire.

In questo scenario così difficile, il nostro Gruppo si è subito distinto per l'attenzione tanto verso i dipendenti, quanto verso i clienti e cittadini a cui rivolgiamo i nostri servizi, estendendo, tra le altre azioni, il remote working a chiunque potesse svolgere le proprie mansioni da remoto e offrendo una risposta economica concreta a chi si trovava in difficoltà.

Questa situazione di grande tensione economica e sociale, benché imprevedibile, non ci ha colto impreparati: sin dal 2018, infatti, ci siamo dotati di un "piano di crisi" ossia un sistema organizzativo, con attività e procedure chiare per fronteggiare efficacemente situazioni complesse. Tale piano ci ha consentito di offrire una risposta estremamente rapida agli eventi esterni: abbiamo costituito dei Comitati di Crisi ed elaborato un Recovery Plan finalizzato a mitigare il più possibile gli impatti economico-finanziari del COVID-19. Le azioni individuate si sono orientate sia verso un contenimento del costo del personale e degli altri costi operativi non essenziali che a un rafforzamento della liquidità del Gruppo con la sottoscrizione di ulteriori finanziamenti e linee di credito. Non sono mai stati messi in discussione il livello di sicurezza e la continuità dei servizi erogati ai nostri clienti e, in generale, alla cittadinanza.

Il Recovery Plan si è rivelato essere uno strumento molto prezioso e flessibile che ci ha permesso di conseguire risultati economici e finanziari positivi e sostanzialmente allineati all'esercizio precedente: il Margine Operativo Lordo si è attestato a 1.204 milioni di euro (1.234 al 31 dicembre 2019), grazie ad un significativo recupero nel quarto trimestre (+10%), mentre l'Utile Netto ha raggiunto quota 364 milioni di euro (389 milioni nell'esercizio precedente).

Il nostro ambizioso piano di investimenti non ha subito rallentamenti tralasciando a fine anno il livello record di 738 milioni di euro, significativamente superiori (+18%) rispetto al già elevato

valore del 2019 e contribuendo in tal modo al sostegno della economia nazionale; tale dato è ancor più eccezionale se ricordiamo che l'80% di questi investimenti sono coerenti con gli obiettivi ONU dell'Agenda 2030 (SDGs) e circa il 40% sono inerenti all'economia circolare, confermando l'impegno a promuovere una crescita sostenibile.

Allo stesso tempo, il Gruppo ha continuato nel percorso di crescita esterna, perfezionando l'accordo con il Gruppo AEB, incrementando la leadership nel settore delle biomasse e acquisendo il primo impianto eolico.

Le performance finanziarie, effetto delle azioni descritte, risultano solide: Posizione Finanziaria Netta di Consolidato al 31 dicembre 2020 risulta pari a 3.472 milioni di euro (3.154 milioni di euro a fine 2019). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'anno in corso, la PFN si attesta a 3.327 milioni di euro, registrando un assorbimento di cassa pari a 173 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, dopo investimenti per 738 milioni di euro e dividendi per 241 milioni di euro.

Nonostante la situazione emergenziale, anche nel 2020, A2A è riuscita a migliorare le sue performance ESG (Environmental Social Governance), dando un significativo contributo sia alla tenuta economica e sociale del territorio, sia al miglioramento delle condizioni ambientali. Il Gruppo ha generato e distribuito agli stakeholder un valore aggiunto globale lordo di 1.853 milioni di euro. In forte crescita (+40% vs 2019) il valore dell'ordinato, pari a 1,9 miliardi di euro, a beneficio prevalentemente (97%) di imprese italiane. Le assunzioni nel 2020 sono state 1.077, portando a 12.978 il totale dei dipendenti del Gruppo (+6% vs 2019). È migliorato anche l'indice infortunistico ponderato (-17% rispetto all'esercizio precedente).

In termini di economia circolare, si è confermata la capacità del Gruppo di portare a recupero di materia e di energia la quasi totalità dei rifiuti urbani raccolti, mentre la raccolta differenziata nei territori serviti è cresciuta di altri 2 punti percentuali, superando il 71%. In aumento la produzione di materia prima seconda dagli impianti, pari a 367mila tonnellate (+4% vs 2019). Nell'ambito della transizione energetica, si è registrata una riduzione annua delle emissioni dirette di gas ad effetto serra di circa 1 milione di tonnellate, con un calo del 10% del fattore di emissione di CO₂ della generazione



elettrica di Gruppo (approvato dalla Science Based Targets Initiative). Un terzo dell'energia elettrica prodotta è derivata da fonti rinnovabili. Anche i clienti di A2A hanno manifestato più interesse per le soluzioni green, percorrendo 11 milioni di chilometri grazie alle ricariche di veicoli elettrici della rete e-moving e acquistando 3,9 TWh di energia verde (+ 72% vs 2019).

Anche in relazione alla crisi pandemica, A2A ha voluto segnalare la sua vicinanza al territorio, aumentando significativamente (+80% vs 2019) i contributi ad iniziative sociali, culturali e ambientali, che hanno raggiunto 8,1 milioni di euro. Il Banco dell'Energia ha continuato la sua preziosa attività finalizzata a dare risposte concrete al problema della povertà energetica.

Sui mercati finanziari, nel corso del 2020 A2A ha raccolto 500 milioni di euro tramite una emissione obbligazionaria della durata di 12 anni, la cui cedola (0,625%) è risultata, al momento del collocamento, la più bassa mai ottenuta da emittenti italiani corporate per obbligazioni con scadenza superiore ai 10 anni.

Inoltre, proseguendo nel percorso avviato a luglio 2019, con la prima emissione di un Green Bond, il Gruppo ha rafforzato il proprio commitment nello sviluppo delle tematiche di finanza sostenibile andando ad inserire all'interno del proprio Programma EMTN, aggiornato a luglio 2020, tre KPI legati alla sostenibilità ambientale.

Il Piano Strategico 2021-2030, approvato dal Consiglio di Amministrazione di A2A il 19 gennaio 2021, poggia quindi su solidi dati consuntivi che ci consentono di guardare con fiducia al futuro e procedere verso il riposizionamento di A2A da multi-utility a "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 della nuova A2A che incorniciano e supportano la direzione industriale: economia circolare e transizione energetica, i pilastri del Piano per un nuovo approccio al business a cui contribuiscono tutte le Aree del Gruppo.



Il Presidente
Marco Patuano



L'Amministratore
Delegato
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

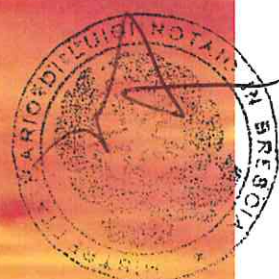
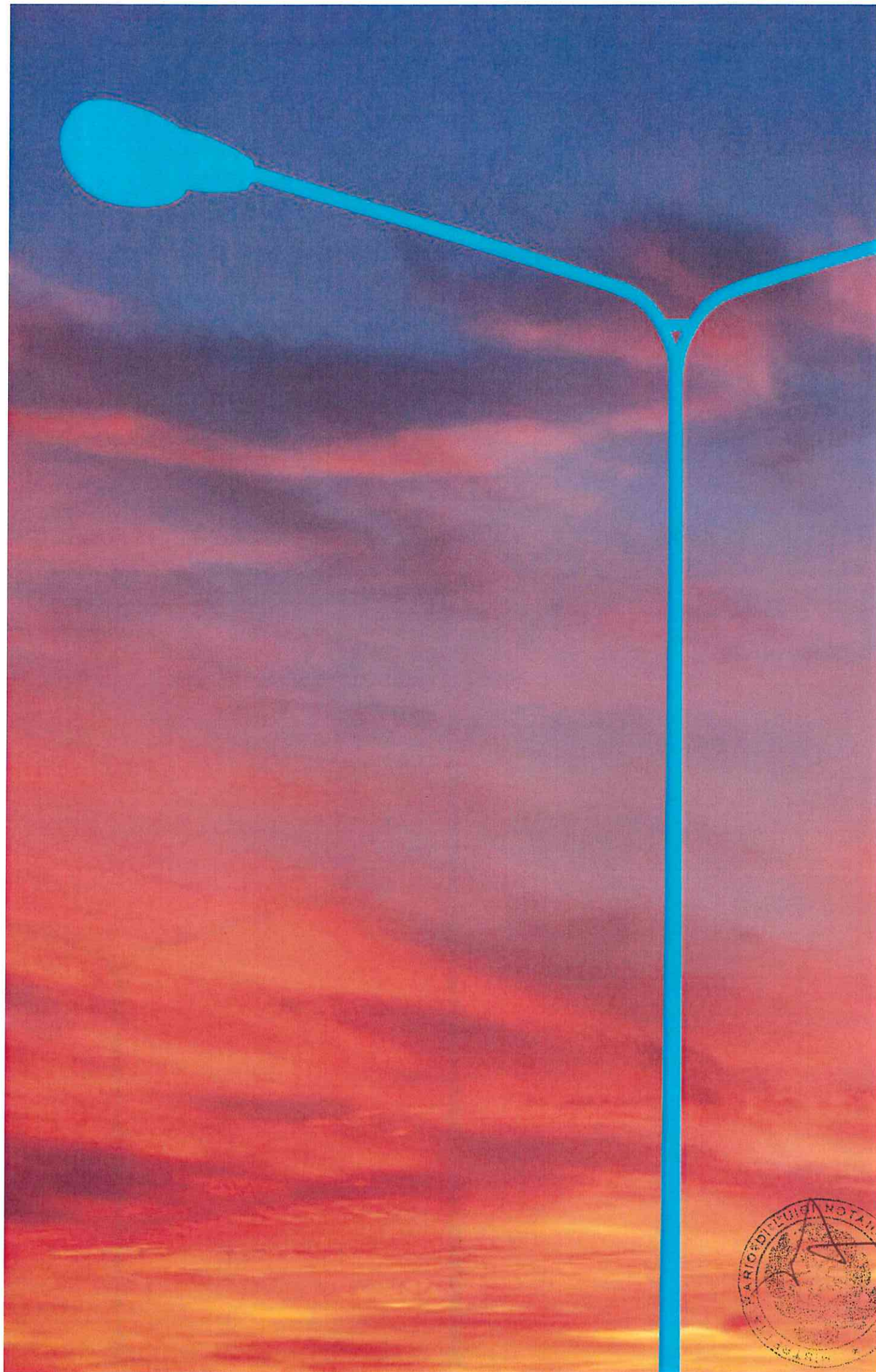
SINDACI SUPPLENTI

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
- Illuminazione pubblica

Ambiente

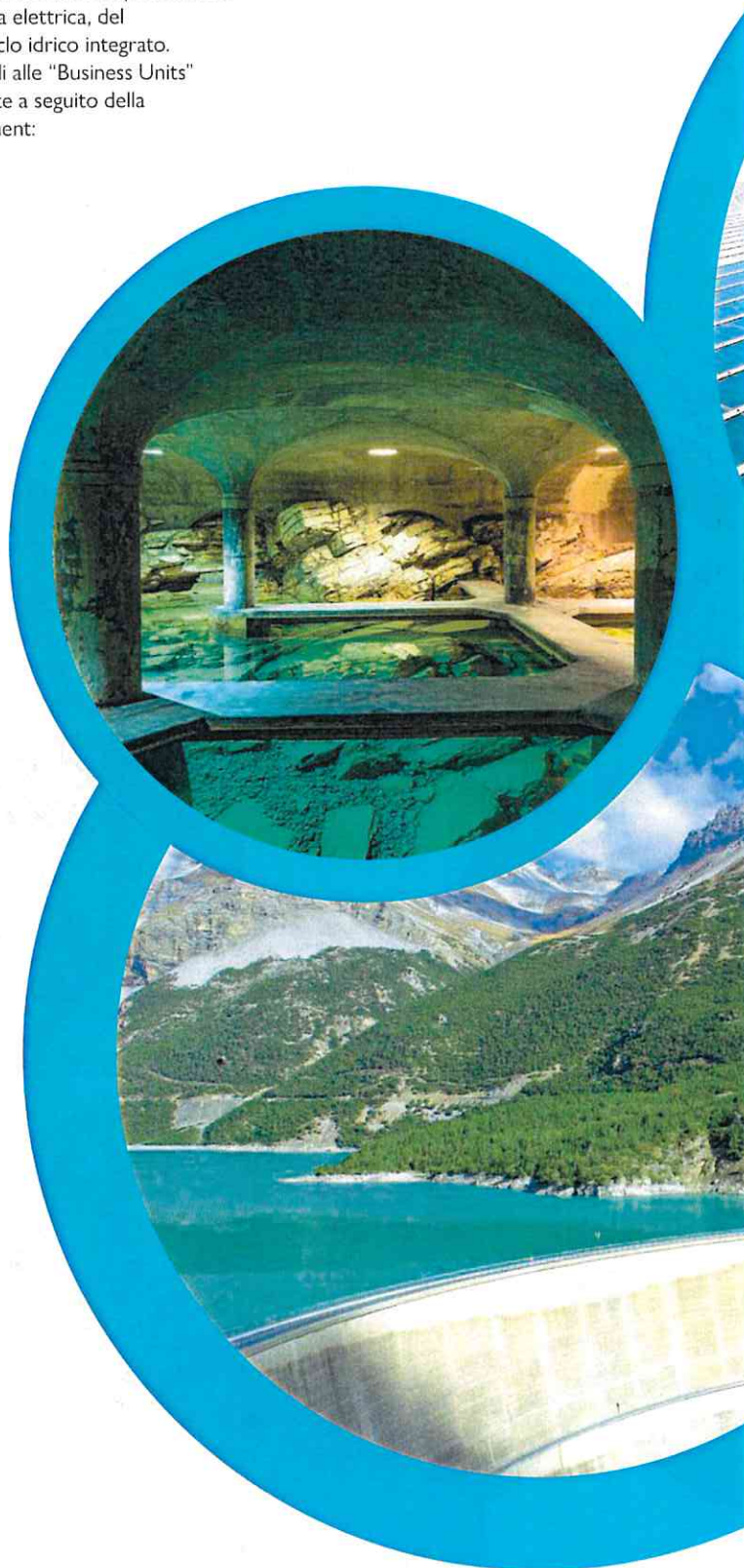
- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Reti

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- Servizi di Teleriscaldamento
- Servizi di gestione calore
- Sviluppo e gestione di infrastrutture tecnologiche per servizi digitali integrati

Corporate

- Servizi corporate



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

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura del
Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2020

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

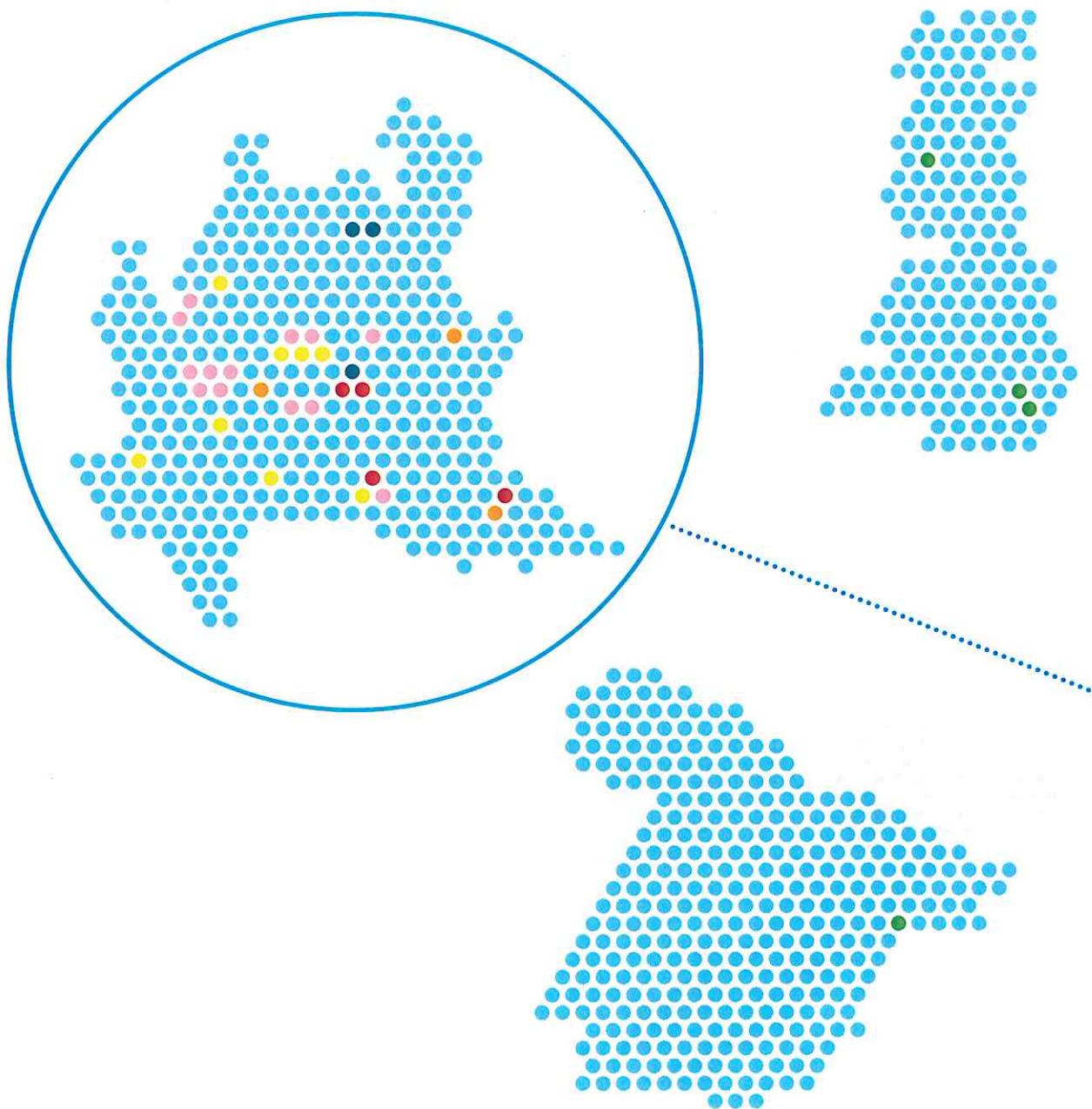
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)



1.2 Aree geografiche di attività

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

Aggiornata al 31.12.2020



1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

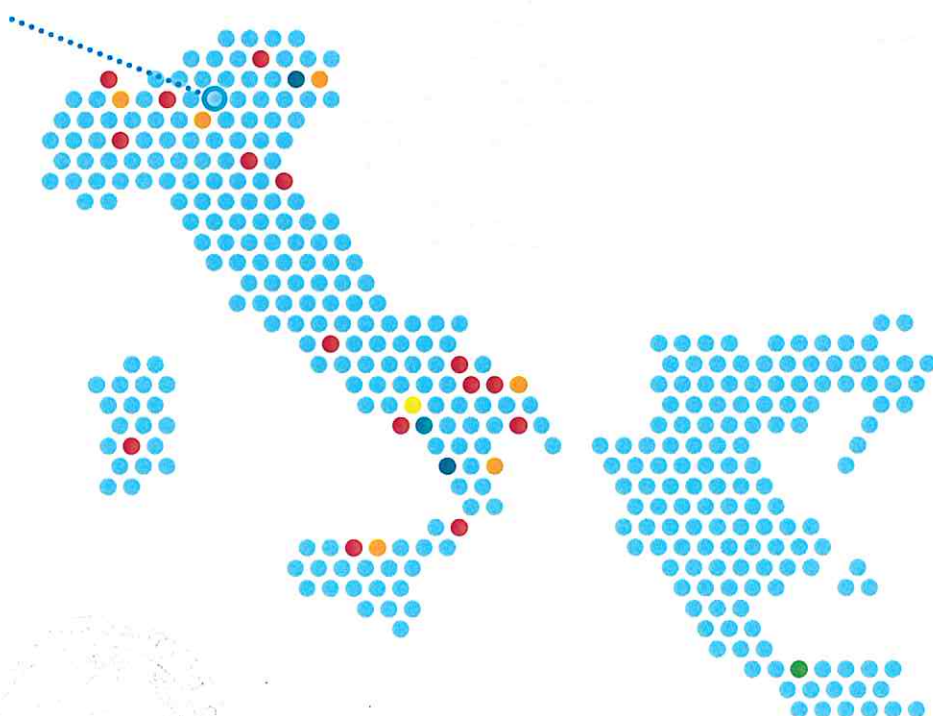
Struttura del
Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2020

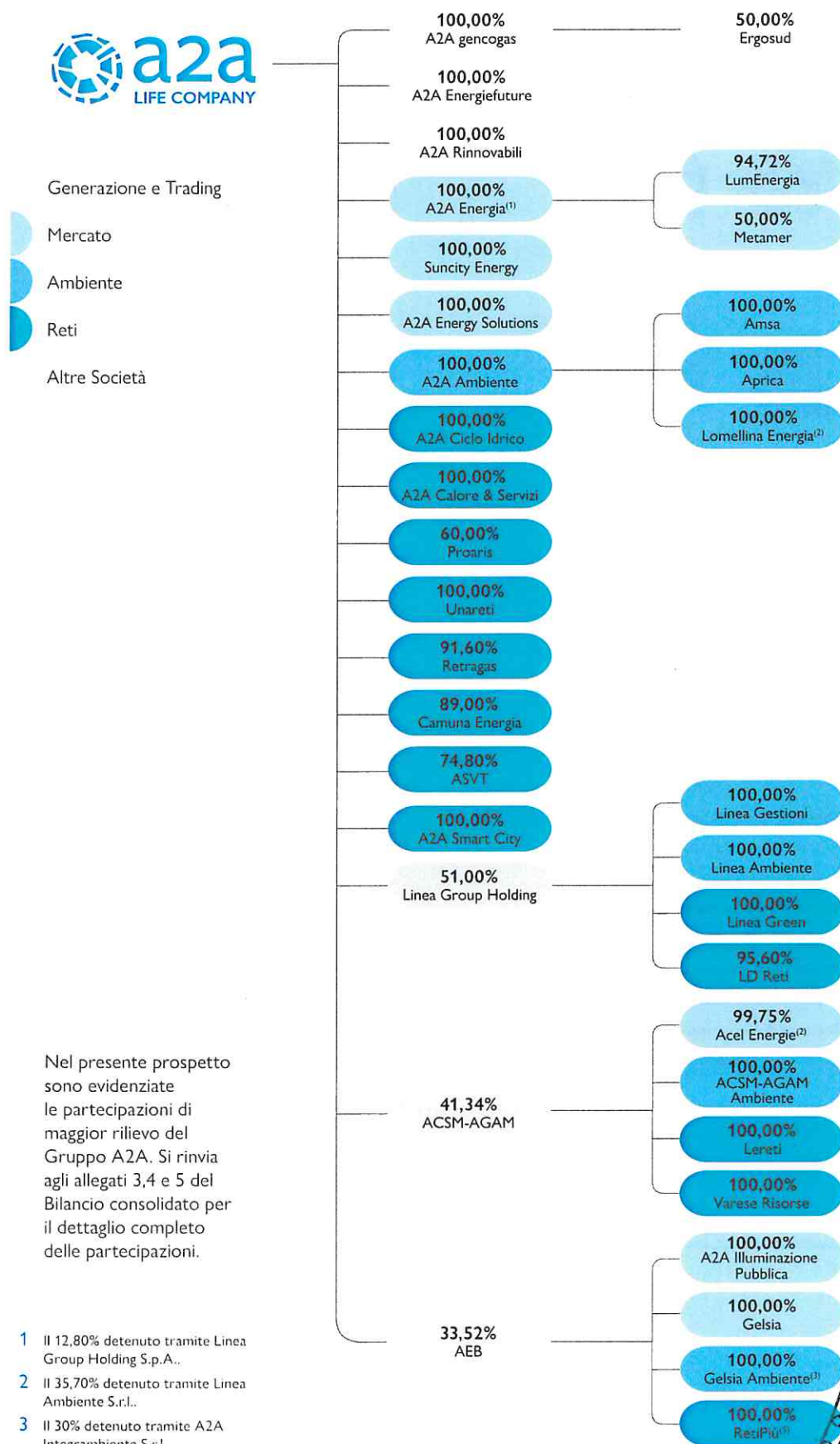
Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)



1.3 Struttura del Gruppo



1.4 Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2020 (**)



Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
Ricavi	6.862	7.324
Costi operativi	(4.953)	(5.390)
Costi per il personale	(705)	(700)
Margine operativo lordo	1.204	1.234
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(654)	(547)
Risultato operativo netto	550	687
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	4
Gestione finanziaria	(81)	(110)
Risultato al lordo delle imposte	469	581
Oneri per imposte sui redditi	(99)	(189)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	(2)	1
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(4)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	364	389
Margine operativo lordo/Ricavi	17,5%	16,8%

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

Dati patrimoniali

milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019
Capitale investito netto	7.588	6.805
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	4.116	3.651
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.472)	(3.154)
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,84	0,86
Posizione finanziaria netta consolidata/EBITDA	2,9	2,6

Dati finanziari

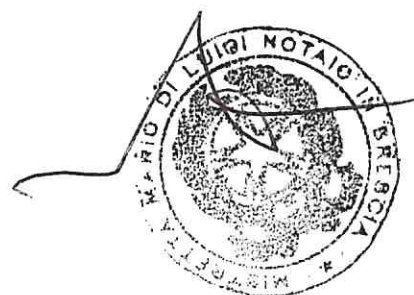
milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
Flussi finanziari netti da attività operativa	597	700
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(802)	(680)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	(205)	20

Scenario energetico

	31 12 2020	31 12 2019
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MVWh)	38,9	52,3
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MVWh)	44,6	58,4
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MVWh)	10,4	16,0
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS(**) (Euro/tonn)	24,8	24,9

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

(**) EU Emissions Trading System



Principali indicatori operativi del Gruppo

	31 12 2020	31 12 2019
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	12.233	13.353
Produzione idroelettrica (GWh)	4.408	4.619
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	14.116	11.474
EE venduta in Borsa (GWh)	15.306	14.409
Mercato		
EE venduta a clienti retail (GWh)	15.012	13.656
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.270	1.174
di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero	823	868
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	2.365	2.454
PDR Gas (#/1000)	1.614	1.488
di cui PDR Gas Mercato Libero	868	744
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.660	1.708
Residenti serviti (#/1000)	4.117	3.634
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.251	3.340
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.954	1.780
Reti		
EE distribuita (GWh)	10.673	11.735
Gas distribuito (Mmc)	2.996	2.963
Acqua distribuita (Mmc)	77	78
RAB Energia Elettrica (M€)	692	641
RAB Gas (M€)	1.509	1.426
Vendita calore (GWht)	2.836	2.783
Produzione cogenerazione (GWh)	298	316

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

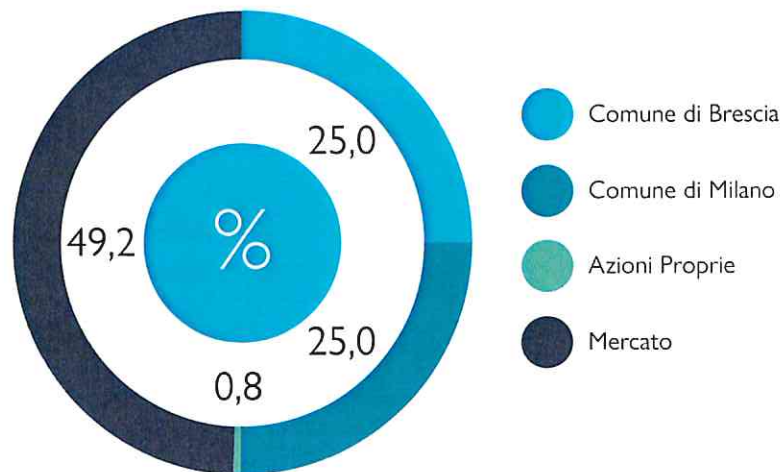
Business Units

Aree geografiche
di attivitàStruttura del
Gruppo
**Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2020**

Azionariato

A2A S.p.A.
in BorsaIndicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

1.5 Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 31/12/2020).

Dati societari di A2A S.p.A.

	31 12 2020	31 12 2019
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	23.721.421	23.721.421



1.6 A2A in Borsa

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

Capitalizzazione al 30 dicembre 2020 (milioni di euro)	4.087
Capitale sociale al 30 dicembre 2020 (azioni)	3.132.905.277
2020	
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.143
Volumi medi giornalieri (azioni)	12.072.133
Prezzo medio (euro per azione)	1,32
Prezzo massimo (euro per azione)	1,90
Prezzo minimo (euro per azione)	1,00

Fonte: Bloomberg

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

Il 20 maggio 2020 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0775 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

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

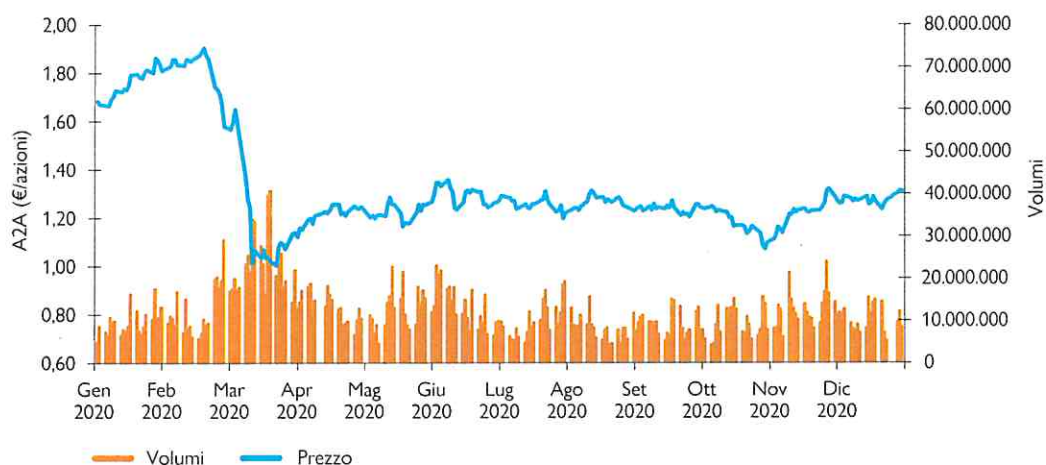
Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

Nel 2020 A2A ha ottenuto i seguenti rating etici:

- A nel questionario MSCI ESG
- A- nel questionario CDP Climate Change
- B- nel questionario CDP Water
- A- nell'ESG assessment di Refinitiv

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

A2A: prezzo e volumi



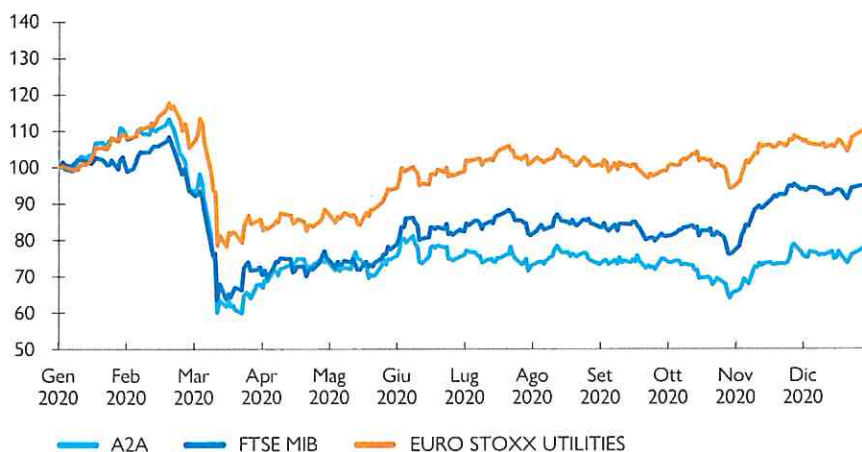
A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2019 = 100)

Volatilità storica del 2020

A2A: 34,1%

FTSE MIB: 30,7%

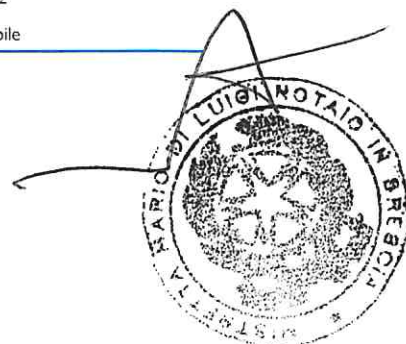


Fonte: Bloomberg

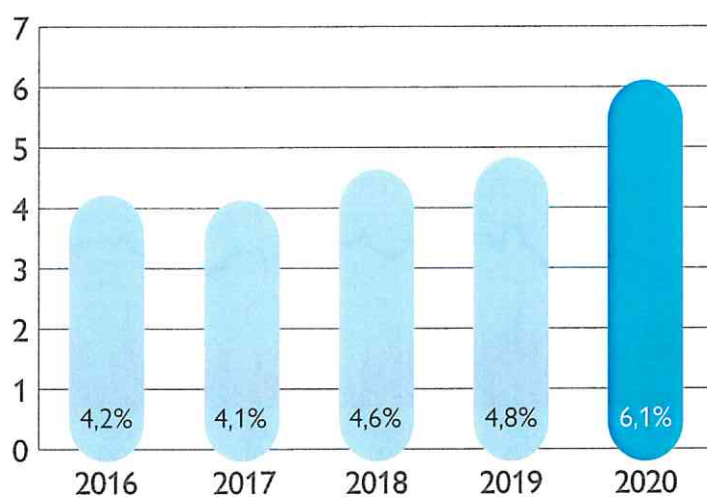
Rating

		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 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura del
Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2020

Azionariato

**A2A S.p.A.
in Borsa**

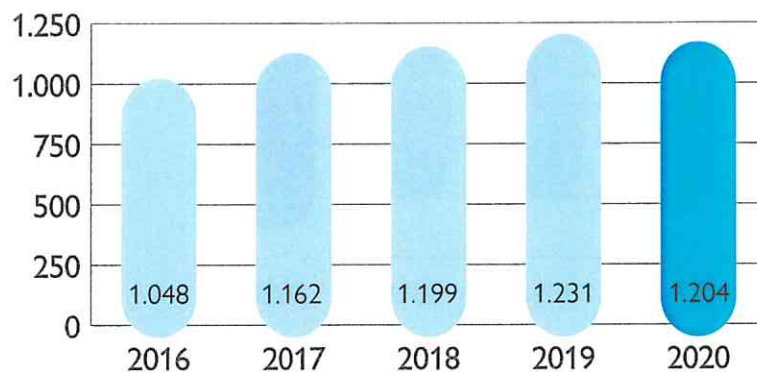
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)



1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

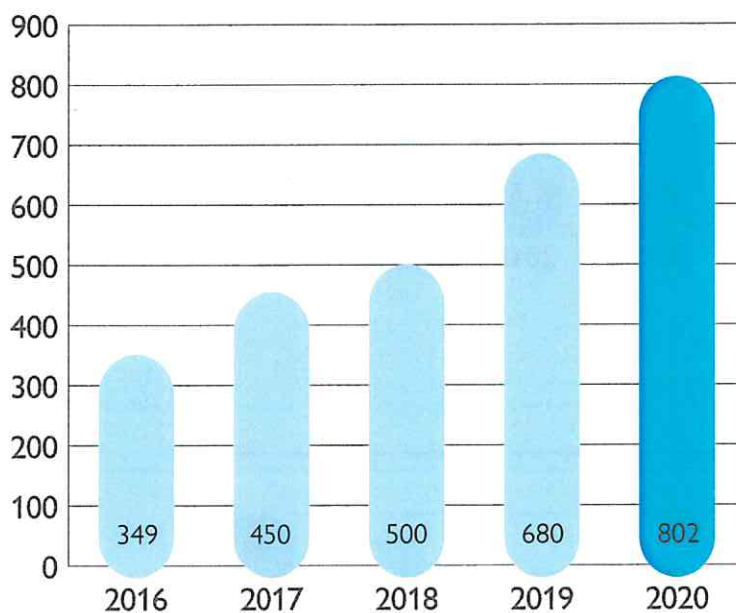
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



Investimenti Netti

milioni di euro



1

Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche di attività

Struttura del Gruppo

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2020

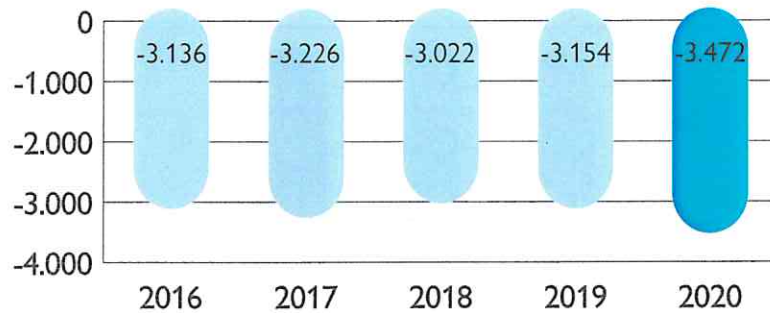
Azionariato

A2A S.p.A. in Borsa

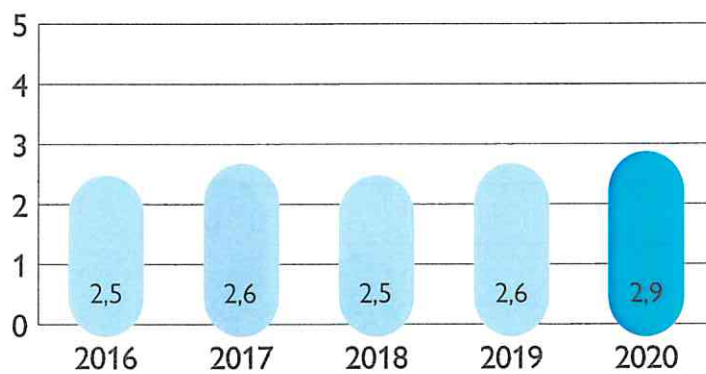
Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Posizione Finanziaria Netta

milioni di euro

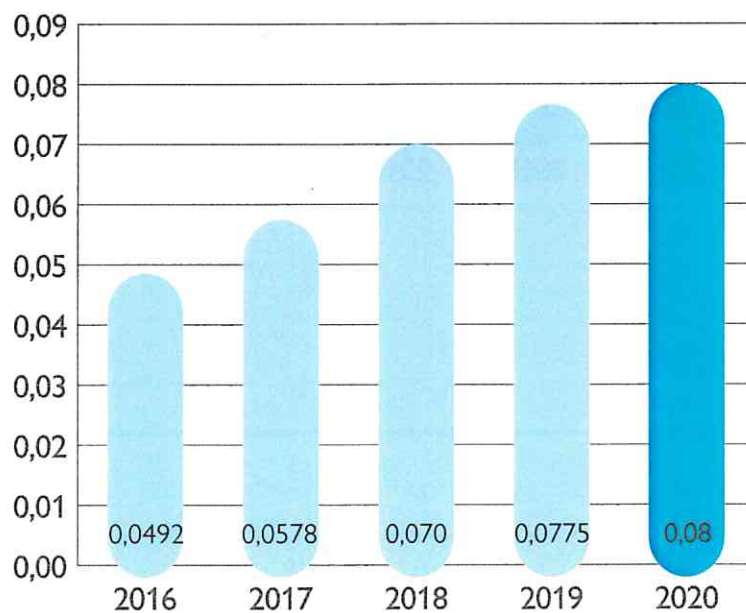


Posizione Finanziaria Netta/EBITDA



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 2019.

Con riferimento agli indicatori alternativi, in data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di indicatori alternativi di performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 3 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Queste Linee Guida – che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b) – hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

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

Margine 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.

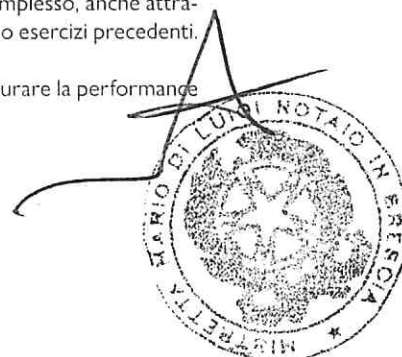
Capitale immobilizzato netto

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 discariche;
- benefici a dipendenti.

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

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



Capitale di funzionamento

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

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

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

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

Capitale investito/Capitale investito netto

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

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

Fonti di copertura

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

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

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

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

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

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

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

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

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

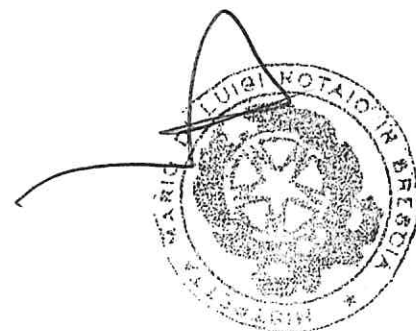
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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

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

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



Emergenza Sanitaria
Virus COVID-19 ed
Effetti della pandemia
sui risultati annuali
e sul valore delle
attività (IAS 36)



2.1 Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un "piano di crisi" 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:

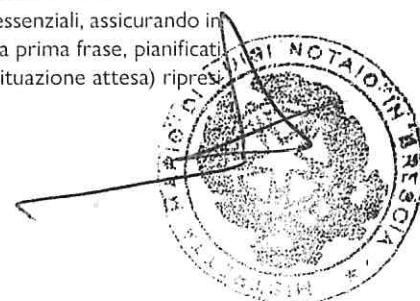
- definizione dei minimi di servizio funzionali da monitorare a cura dei responsabili di impianto e della lista dei responsabili necessari per gestire gli impianti e relativi back-up, anche con riferimento alle ditte appaltatrici; tale attività è stata completata e può essere attivata in caso di indisponibilità del personale;
- attività di sensibilizzazione verso le ATS (Agenzie di Tutela della Salute) affinché sia garantito al personale di alcune società del Gruppo il riconoscimento dello status di lavoratore che svolge un servizio essenziale per la collettività, prevedendo deroghe ai protocolli sanitari da attivare in caso di necessità;
- azioni sul personale volte ad evitare gli assembramenti e garantire la sicurezza delle persone (predispensione 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;
- predisposizione di "villaggi filtro" con stanze-container a disposizione del personale che dovesse finire in quarantena;
- istituzione di "point of care" presso i principali siti del Gruppo e cioè di aree attrezzate per la somministrazione di tamponi rapidi a vantaggio dei lavoratori che siano stati a stretto contatto con un positivo.

Effetti della pandemia COVID-19 sui risultati consuntivati al 31 dicembre 2020

La diffusione del virus COVID-19, come riportato nei documenti finanziari comunicati nel corso dell'anno, ha generato impatti negativi sulla performance economico finanziaria del Gruppo derivanti da vari fenomeni riconducibili:

- ad un accentuarsi del peggioramento dello scenario energetico indotto dal rallentamento della congiuntura internazionale e, in particolar modo, dagli effetti derivanti dalla contrazione del prezzo del gas. L'effetto "scenario", al netto delle coperture realizzate dalla società, ha influito negativamente per circa 50 milioni di euro nel confronto con l'esercizio 2019. Pur non potendo quantificare puntualmente quanto dell'impatto derivante da un debole scenario energetico sia imputabile direttamente all'emergenza sanitaria, questa componente è stata, rispetto agli altri effetti negativi la più rilevante;
- ad un rallentamento dell'attività commerciale relativa all'acquisizione di nuova clientela; dell'attività di raccolta e smaltimento rifiuti derivante dalla chiusura temporanea delle attività economiche; dai minori consumi di elettricità, gas, calore ed acqua soprattutto delle attività industriali/commerciali medio piccole;
- al sostenimento diretto di oneri necessari a far fronte alla situazione di emergenza sanitaria (acquisto generalizzato di DPI, dotazioni massicce per Smart Working collettivo, ecc.).

Il Gruppo ha prontamente reagito alla crisi sin dai mesi iniziali dell'epidemia, prevedendo azioni volte alla protezione dei margini economici e della posizione di liquidità. Sono state adottate azioni di contenimento del costo del personale (ricorso agli ammortizzatori sociali; ripianificazione delle assunzioni previste; utilizzo di ferie pregresse) e di contenimento di altri costi operativi non essenziali, assicurando in ogni caso adeguati standard di sicurezza e continuità dei servizi. Sono stati, in una prima fase, pianificati rallentamenti negli investimenti di sviluppo successivamente (al migliorare della situazione attesa) ripresi pienamente.



Per mitigare un possibile rischio di liquidità, anche derivante da possibili ritardi negli incassi dalla clientela, il Gruppo ha rafforzato la propria posizione con la sottoscrizione, nel corso del primo semestre, di ulteriori finanziamenti e linee di credito "committed" per un importo complessivo pari a 550 milioni di euro.

Le azioni sopra descritte e la naturale diversificazione delle attività del Gruppo, alcune delle quali, per propria natura, non impattate da elementi congiunturali di breve periodo (ad esempio le attività regolate o contrattualizzate), hanno consentito di non risentire, complessivamente, degli effetti derivanti dall'epidemia.

Nel confronto con l'esercizio 2019 la stima degli effetti netti (al netto cioè del piano di recupero attuato) degli impatti COVID-19 sul 2020 è infatti pari a circa -10 milioni di euro di EBITDA. Tale importo è stato infine compensato da altre attività di sviluppo, incluse le operazioni di crescita esterna, che hanno consentito di chiudere l'esercizio con un EBITDA costante rispetto al 2019.

Quanto agli impatti sui flussi di cassa, oltre a quanto appena evidenziato sulla redditività operativa e agli investimenti (non influenzati ed anzi cresciuti nonostante l'epidemia), gli effetti del COVID-19 si sono manifestati soprattutto sui tempi di incasso dei crediti verso la clientela per forniture di energia e gas. Questo impatto, valutato in un ritardo medio di 5 giorni a giugno si è poi progressivamente ridotto fino a neutralizzarsi con la chiusura dell'esercizio. Inferiore alle previsioni è risultato complessivamente l'effetto negativo sulla non recuperabilità dei crediti.

Al 31 dicembre 2020 il Gruppo ha una posizione di liquidità complessiva pari a 1.802 milioni di euro, costituita da 1.012 milioni di euro di disponibilità liquide e 790 milioni di euro di finanziamenti e linee di credito committed non utilizzate.

Effetti della pandemia COVID-19 sui risultati attesi 2021

Le previsioni sull'esercizio 2021, così come contenute ed indicate nel Piano Strategico 2021-2030 presentato al mercato il 20 gennaio 2021, si basano sull'ipotesi che l'esercizio appena avviato non sia influenzato significativamente da effetti negativi indotti da un protrarsi e/o inasprirsi dello scenario micro e macroeconomico sia a livello internazionale che nazionale, rispetto alla situazione esistente alla fine del 2020. Coerentemente, non sono state considerate nell'esercizio misure a sostegno dell'economia e/o delle imprese.

Con riferimento allo scenario energetico, principale causa di contrazione di marginalità indotta da COVID-19 nel 2020, si segnala che le ipotesi di scenario energetico atteso nel 2021 sono state formulate facendo riferimento alle curve forward di mercato del dicembre 2020, che non si discostano significativamente da quelle ancora oggi prevedibili, alla data dell'8 marzo. Il Gruppo ha inoltre provveduto a coprire circa il 62% della propria produzione attesa, riducendo così i possibili effetti negativi di un peggioramento dello scenario.

In ogni caso, nell'impossibilità di prevedere con precisione modalità, estensione e durata di successivi lockdown prolungati nel corso dell'anno e dei relativi impatti, il management ha elaborato, con riferimento alle previsioni per il 2021, differenti scenari con alternative ipotesi di rischio ed ipotizzato per ciascuno di essi, sulla base dell'esperienza accumulata dalle azioni già svolte nel 2020, le relative azioni di mitigazione a tutela della situazione economica e patrimoniale.

Il Gruppo monitora regolarmente l'evoluzione dello scenario sanitario e, almeno su base mensile, i propri risultati e gli scostamenti rispetto al pianificato ed è pronto ad intraprendere le azioni di contenimento programmate nel caso dovessero manifestarsi in corso d'anno significativi scostamenti negativi.

Effetti della pandemia COVID-19 sul 2021 e anni seguenti e recuperabilità del valore delle attività (IAS 36)

Con riferimento all'applicazione del principio contabile IAS 36, il management in aggiunta agli indicatori di impairment interni ed esterni normalmente monitorati, coerentemente con quanto effettuato già in corso d'anno, ha proceduto a valutare, sulla base delle informazioni disponibili l'effetto della diffusione della pandemia COVID-19 sul valore recuperabile delle CGU oggetto di impairment test al 31 dicembre 2020.

Il test di Impairment si basa sul Piano Strategico 2021-2030 costruito, come sopra ricordato, sull'ipotesi che l'emergenza legata al COVID-19 progressivamente rientri e non determini impatti significativamente negativi e perduranti sullo scenario micro e macroeconomico internazionale e nazionale. L'esperto indipendente incaricato di sviluppare le analisi di impairment ha, tra l'altro, analizzato le componenti e le ipotesi rilevanti delle proiezioni economico-finanziarie redatte dal management della Società, effettuato le opportune rettifiche e sensitivity in ottemperanza alle disposizioni dello IAS 36, le comparazioni e le verifiche circa la correttezza delle fonti e delle ipotesi utilizzate senza rilevare criticità.

2
Emergenza
Sanitaria Virus
COVID-19
ed Effetti della
pandemia sui
risultati annuali
e sul valore
delle attività
(IAS 36)

Emergenza
Sanitaria Virus
COVID-19 ed
Effetti della
pandemia sui
risultati annuali
e sul valore
delle attività
(IAS 36)

2 Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)

Tutte le CGU e i relativi avviamenti del Gruppo sono stati oggetto di test e, come meglio descritto nelle Note Illustrative della Relazione Finanziaria Annuale Consolidata, non sono state evidenziate perdite di valore.

Coerentemente con le indicazioni dello IAS 36, il management terrà monitorato l'evolversi delle condizioni macro-economiche e di ogni altro impairment indicator recependo prontamente le variazioni sul valore delle CGU o degli asset, come peraltro fatto nel corso degli ultimi anni.

Applicazione del principio IFRS 16 "Leasing", in relazione alle specifiche problematiche connesse alle conseguenze del COVID-19

L'emendamento all'IFRS 16 mira a neutralizzare l'effetto derivante da un'eventuale sospensione/riduzione di canoni di affitto/noleggio a seguito di accordi tra le parti sorti in conseguenza della pandemia da COVID-19: in assenza di tale emendamento il locatario avrebbe dovuto procedere alla rideterminazione del valore del diritto d'uso e del conseguente debito finanziario. Il Gruppo A2A non ha avuto la necessità di raggiungere accordi di sospensione/riduzione dei canoni di affitto/noleggio e pertanto non risulta impattato da questa integrazione.

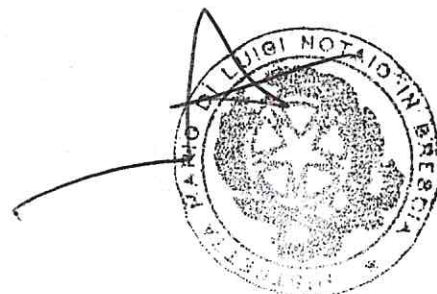
Rischi connessi alle attività e passività finanziarie, con particolare attenzione al rischio di liquidità e alla misurazione delle perdite attese su crediti

Nel corso del 2020, non sono stati registrati significativi impatti negativi sul credito commerciale da clienti Retail a seguito della pandemia da COVID-19. I tempi di incasso ("DSO") al 31 dicembre 2020 sono infatti risultati allineati a quelli al 31 dicembre 2019. Le perdite su crediti realizzate nel 2020 non si discostano significativamente da quelle rilevate negli esercizi precedenti.

Il Gruppo, tuttavia, tenendo conto che gli impatti relativi all'emergenza sanitaria non si sono esauriti ma potrebbero essere solo posticipati nel tempo (riduzione degli ammortizzatori, possibile chiusura definitiva di alcune attività nel corso dei prossimi mesi), in sede di valutazione dei rischi delle perdite attese su crediti per il bilancio 2020, ha ritenuto opportuno introdurre un correttivo di "svalutazione specifica emergenza Coronavirus", in alcuni casi anche su fasce di scaduto inferiore a 270 giorni e procedendo conseguentemente ad incrementare gli stanziamenti a Fondo Svalutazione Crediti per circa 16 milioni di euro.

Criticità connesse alla sussistenza del presupposto della continuità aziendale

Come descritto in precedenza, la forte diversificazione dei core business, una significativa percentuale della marginalità riveniente da attività regolate o comunque relativamente inelastiche alla situazione congiunturale, i piani di mitigazione già individuati e pronti ad essere attivati in caso di criticità consentono di non ravvisare situazioni di criticità tale da pregiudicare la continuità aziendale.



3

Scenario e Mercato



3.1 Quadro macroeconomico

Consuntivo

L'attività economica globale, dopo la forte contrazione avvenuta in primavera per effetto della pandemia e dei relativi lockdown ha evidenziato, soprattutto nei paesi avanzati, un recupero superiore alle attese nei mesi estivi ed un rallentamento nel quarto trimestre dell'anno per effetto della nuova ondata pandemica. Secondo la stima del Fondo Monetario Internazionale, il calo dell'economia globale nel 2020 è stato del -3,5% contro il -4,4% indicato lo scorso ottobre.

Per quanto riguarda le economie avanzate migliora la stima per il PIL americano, atteso in contrazione del 3,4% (rispetto al -4,3% stimato a ottobre) grazie alla ripresa dei consumi avvenuta nella seconda parte dell'anno. L'economia cinese, secondo i dati pubblicati dall'Ente nazionale di Statistica di Pechino, è aumentata del 2,3% nel 2020 risultando l'unico Paese in crescita in questa difficile situazione globale. La Cina è riuscita a contenere il virus nella fase iniziale, segnando una contrazione del PIL pari al -6,8% nel primo trimestre dell'anno, e a far ripartire l'economia soprattutto nell'ultimo trimestre 2020 dove il PIL è aumentato del 6,5%. Tra i Paesi emergenti l'India ha registrato un crollo dell'8% mentre in Brasile, nonostante la gestione della pandemia sia stata fallimentare, il PIL è sceso al -4,5%.

Secondo la stima preliminare del Fondo Monetario Internazionale il PIL dell'Area Euro segnerà un -7,2% nell'anno 2020. Pur con differenze notevoli le conseguenze del COVID-19 hanno lasciato un segno pesante sulle principali economie europee con un PIL 2020 stimato a -5,4% per la Germania, -9,0% per la Francia e un -11,1% per la Spagna.

Le stime del PIL italiano, per l'intero anno 2020, formulate da Istat, Banca d'Italia e Fondo Monetario Internazionale convergono verso una contrazione attorno al 9%, dopo il timido +0,3% del 2019. Per il quarto trimestre dell'anno la previsione è di una diminuzione del 3,5% rispetto al trimestre precedente, evidenziando un calo marcato nell'industria e nell'agricoltura a fronte di un sostanziale ristagno del terziario.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo quanto comunicato da Eurostat, ha registrato in dicembre un calo dello 0,3%, in linea con il dato del mese precedente, a causa soprattutto del contributo negativo dei beni energetici (-6,9%). Nella media dell'anno 2020 l'inflazione acquisita è pari ad un +0,3%.

In Italia, secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di dicembre 2020 l'indice nazionale dei prezzi al consumo (NIC) registra per l'ottavo mese consecutivo una variazione negativa pari al -0,2%. Nella media dell'anno i prezzi al consumo registrano la medesima diminuzione, ovvero -0,2%, a fronte del +0,6% del 2019, portando così l'Italia in deflazione (è la terza volta dal 1954). La variazione annua negativa dell'indice NIC è imputabile prevalentemente all'andamento dei prezzi dei beni energetici (-8,4% rispetto al 2019) al netto dei quali l'inflazione rimane positiva e in lieve accelerazione rispetto all'anno precedente.

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 21 gennaio 2021 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 BCE ha inoltre confermato che proseguirà gli acquisti nell'ambito del Pandemic Emergency Purchase Programme (PEPP) pari a 1.850 miliardi di euro con un orizzonte temporale che resta esteso fino alla fine di marzo 2022 ed, in ogni caso, finché non riterrà conclusa la fase critica legata al COVID-19. Parallelamente la BCE ha confermato che gli acquisti nell'ambito dell'Asset Purchase Programme (APP) continueranno ad un ritmo mensile di 20 miliardi di euro e termineranno poco prima dell'innalzamento dei tassi di riferimento ed in ogni caso finché sarà necessario per mantenere condizioni di liquidità favorevoli ed un ampio grado di accomodamento monetario. Nella riunione di gennaio 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 occupazione e inflazione non raggiungeranno gli obiettivi previsti. Confermati anche gli acquisti di titoli di stato per 80 miliardi di dollari mensili e di asset-backed securities per 40 miliardi almeno fino alla fine del 2023.

Dall'inizio dell'anno ad oggi la quotazione del tasso di cambio EUR/USD ha registrato sensibili oscillazioni che l'hanno portato a toccare massimi di oltre 1,18 e minimi di circa 1,06. L'emergenza COVID-19



conseguenti interventi delle banche centrali (FED e BCE in prima linea) e le misure annunciate dai governi più toccati dall'epidemia sono stati i maggiori driver di questo andamento altalenante. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,14 dollari nel 2020, in aumento dell'1,9% rispetto all'anno precedente, a causa del deprezzamento del dollaro nella seconda parte dell'anno per effetto soprattutto della risposta accomodante della Federal Reserve alla crisi sanitaria in atto.

Le prospettive

Il Fondo Monetario Internazionale, nell'aggiornamento di gennaio del World Economic Outlook, migliora leggermente il quadro per l'economia globale. Il PIL mondiale crescerà nel 2021 del 5,5% (+0,3% rispetto alla stima di ottobre) e per il 2022 conferma una crescita del 4,2%. Le revisioni al rialzo sono imputabili soprattutto all'avvio delle vaccinazioni contro il COVID-19 che creano la speranza di un'inversione di tendenza della pandemia entro la fine dell'anno. Permangono preoccupazioni sulle prospettive di ripresa nel breve termine per effetto di nuove ondate di contagi e nuove varianti del virus.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale Stati Uniti e Giappone dovrebbero ritornare ai livelli di fine 2019 a partire dalla seconda parte del 2021. Il PIL negli Stati Uniti è atteso in aumento del 5,1% quest'anno (+2,0% rispetto alla stima di ottobre) grazie alle misure di sostegno economico e al nuovo piano anti-COVID varati dall'amministrazione Biden. Nell'anno 2022 l'economia americana si attesterà invece a +2,5% (dal +2,9% previsto ad ottobre). Il PIL del Giappone, dopo il -5,1% del 2020, dovrebbe salire al +3,1% nel 2021 (revisione al rialzo di +0,8%) e al +2,4% nel 2022. La Cina accelererà quest'anno la sua corsa con un balzo a +8,1%, per poi espandersi di un +5,6% nel 2022. L'India dovrebbe crescere dell'11,5% nell'anno in corso per poi registrare un +6,8% nel 2022. Migliorate le stime per il Brasile che dovrebbe crescere del +3,6% nel 2021 e del +2,6% nel 2022. Anche la Russia è attesa in crescita del +3,0% quest'anno e del +3,9% nel prossimo.

Per quanto concerne l'Area Euro il PIL nel 2021 crescerà meno delle attese segnando un +4,2% (1,0% in meno rispetto alle previsioni di ottobre) per poi assestarsi ad un +3,6% nel 2022. Per quanto riguarda i singoli Paesi europei la locomotiva tedesca crescerà quest'anno del 3,5% (-0,7% rispetto alla stima di ottobre) e del +3,1% nel 2022. Il PIL francese è previsto in aumento del 5,5% nel 2021 (contro +6,0% della stima precedente) per segnare un +4,1% nel 2022 mentre per la Spagna si stima un PIL in crescita del 5,9% quest'anno e del +4,7% nel 2022. Migliora la stima per il PIL della Gran Bretagna atteso in ripresa del +4,5% nel 2021 per salire al +5,0% nel 2022 (fonte: Fondo Monetario Internazionale).

Il Fondo Monetario Internazionale rivede al ribasso la stime di crescita per l'Italia nel 2021: si passa da un +5,2% previsto ad ottobre ad un incremento più contenuto del +3,0%. Migliora la stima per il 2022 con un PIL atteso a +3,6% (+1,0% rispetto alla stima di ottobre) grazie ad una graduale ripresa degli scambi internazionali ed alla moderata espansione della domanda interna.

L'inflazione a livello internazionale resterà molto bassa nei prossimi anni: al di sotto dei target fissati dalle banche centrali nelle economie avanzate (attorno all'1,5%) e sotto la media storica nei mercati emergenti (poco più del 4%).

Secondo le previsioni di dicembre formulate dagli esperti della BCE l'inflazione nell'Area Euro è stimata all'1,0% nel 2021, all'1,1% nel 2022 e all'1,4% nel 2023.

L'inflazione in Italia dovrebbe rimanere al di sotto dell'1,0% sia quest'anno che il prossimo risentendo degli ampi margini di capacità inutilizzata che dovrebbero frenare gli aumenti salariali e le politiche di prezzo delle imprese; è prevista all'1,1% nel 2023 (fonte: Banca d'Italia).

Per quanto riguarda il livello dei tassi di interesse sia la Banca Centrale Europea (BCE) che la Federal Reserve (FED) saranno alle prese con importanti scelte di politica monetaria ed entrambe si troveranno di fronte al rischio di un calo delle aspettative inflazionistiche. Il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea si è dichiarato pronto, se necessario, ad aumentare la dimensione ed a modificare la composizione dei programmi di acquisto nonché a fare tutto ciò che è necessario, nell'ambito del proprio mandato, per sostenere l'Area Euro ed assicurare che l'inflazione continui ad avvicinarsi stabilmente al livello perseguito nell'intorno del 2%. Le decisioni del Consiglio Direttivo sosterranno la liquidità ed il finanziamento dell'economia, contribuiranno al credito a favore di famiglie ed imprese in tutti i settori ed in tutti i paesi per promuovere la ripresa economica. Sulla scia della BCE anche la Federal Reserve ha comunicato che continuerà ad usare tutti i poteri a sua disposizione "con forza ed in modo aggressivo" fino a quando non si vedranno risultati concreti circa la certezza di aver intrapreso una solida strada verso la ripresa.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dagli esperti della Banca Centrale Europea nel mese di gennaio, indicano un tasso di cambio EUR/USD pari a 1,23 nel triennio 2021-23 prevedendo che il dollaro mantenga il trend di deprezzamento per effetto della politica accomodante della Federal Reserve e dei notevoli stimoli all'economia varati dall'amministrazione Biden.

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 2020 è stato pari a 302.751 GWh (fonte: Terna) in riduzione (-5,3%) rispetto al 2019; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura, la variazione rimane inalterata.

La produzione netta di energia nell'anno 2020 è stata pari a 273.108 GWh in calo del 3,8% rispetto all'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento sia quella fotovoltaica (+9,6%) che quella idroelettrica anche se in misura contenuta (+0,8%); evidenzia invece un calo la fonte eolica (-7,4%). In forte diminuzione la produzione termoelettrica che evidenzia un -6,4% rispetto all'anno precedente e si attesta a 175.376 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto il 90,2% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte. Nel 2020 il 41,7% della produzione nazionale netta è stata generata da fonti energetiche rinnovabili.

Il valore medio del PUN Base Load nel 2020 ha evidenziato una diminuzione del 25,7% seguendo una tendenza comune a tutte le principali quotazioni elettriche europee attestandosi a 38,9 €/MWh contro i 52,3 €/MWh del 2019. La dinamica ribassista del PUN, cominciata già a partire dal secondo semestre 2019 in concomitanza al trend discendente delle quotazioni del gas al PSV, si acuisce nel contingente contesto di emergenza sanitaria che ha caratterizzato il 2020. Il PUN ha registrato valori estremamente bassi con minimi storici nel mese di maggio (quotazione pari a 21,79 €/MWh) per poi iniziare la risalita raggiungendo nel mese di dicembre il valore di 54,0 €/MWh con un prezzo superiore del 24,7% rispetto al dicembre all'anno precedente. Quotazioni medie in diminuzione anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-23,6% per il PUN Peak Load che si attesta a 44,6 €/MWh). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN Off-Peak) evidenzia una riduzione del 27,1% attestandosi a 35,7 €/MWh. Per l'anno 2021 le curve forward indicano prezzi di PUN Base Load con valori medi prossimi ai 58,3 €/MWh.

Gas Naturale

Nel 2020 i consumi di gas naturale in Italia tornano in calo rispetto all'anno precedente (-4,1%) attestandosi a 70.727 Mmc: livello più basso degli ultimi quattro anni (fonte: Snam Rete Gas). La riduzione dei consumi appare concentrata nella prima parte dell'anno ed in particolare nei mesi caratterizzati dal lockdown nazionale indotto dall'emergenza sanitaria; si è registrata un'apprezzabile ripresa nell'ultima parte dell'anno. Tali dinamiche riflettono quanto osservato nei settori termoelettrico ed industriale i cui consumi scendono rispettivamente a 24.459 Mmc (-5,3%) e 13.221 Mmc (-5,7%). Minore il calo registrato dai consumi del settore civile che si attestano a 30.930 Mmc (-2,3%) con livelli che risultano, comunque, tra i più bassi di sempre.

Dal lato offerta la minore domanda ha determinato un calo delle importazioni a 65.941 Mmc (-6,7%) che hanno rappresentato il 94,5% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio. L'analisi per punti di entrata mostra una netta riduzione dell'import tramite gasdotto che interessa sia Tarvisio (con leggera ripresa dei volumi nella seconda parte dell'anno) che Passo Gries (flussi provenienti dal Nord Europa) e Gela (flussi da Libia); in controtendenza solo l'import dall'Algeria a Mazara. Si segnala, inoltre, l'avvio nel mese di novembre dell'operatività del nuovo gasdotto (TAP) con punto di ingresso a Melendugno. La produzione nazionale risulta in flessione del 14,6% attestandosi a 3.853 Mmc.

Per quanto concerne le quotazioni il prezzo medio del gas al TTF per il 2020 è stato pari a 9,3 €/MWh, in diminuzione del 31,1% rispetto al 2019. Il prezzo medio del gas al PSV nel 2020 è stato pari a 10,4 €/MWh, in diminuzione del 35,5% rispetto al 2019. Nello specifico la dinamica ribassista appare concentrata nel primo semestre del 2020 ed in particolare nel mese di giugno, quando la quotazione raggiunge i livelli più bassi di sempre (5,9 €/MWh); i prezzi risultano successivamente in progressiva risalita con un picco a 16,3 €/MWh nel mese di dicembre. Per l'anno 2021 le curve forward indicano prezzi del gas al PSV con valori medi prossimi ai 18,5 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 1,0 €/MWh, in diminuzione rispetto al differenziale del 2019 (pari a 2,5 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare anche per l'anno 2021 uno spread strutturale rispetto al TTF, anche se in contrazione: le curve forward prevedono un differenziale nell'intorno di 0,7 €/MWh.



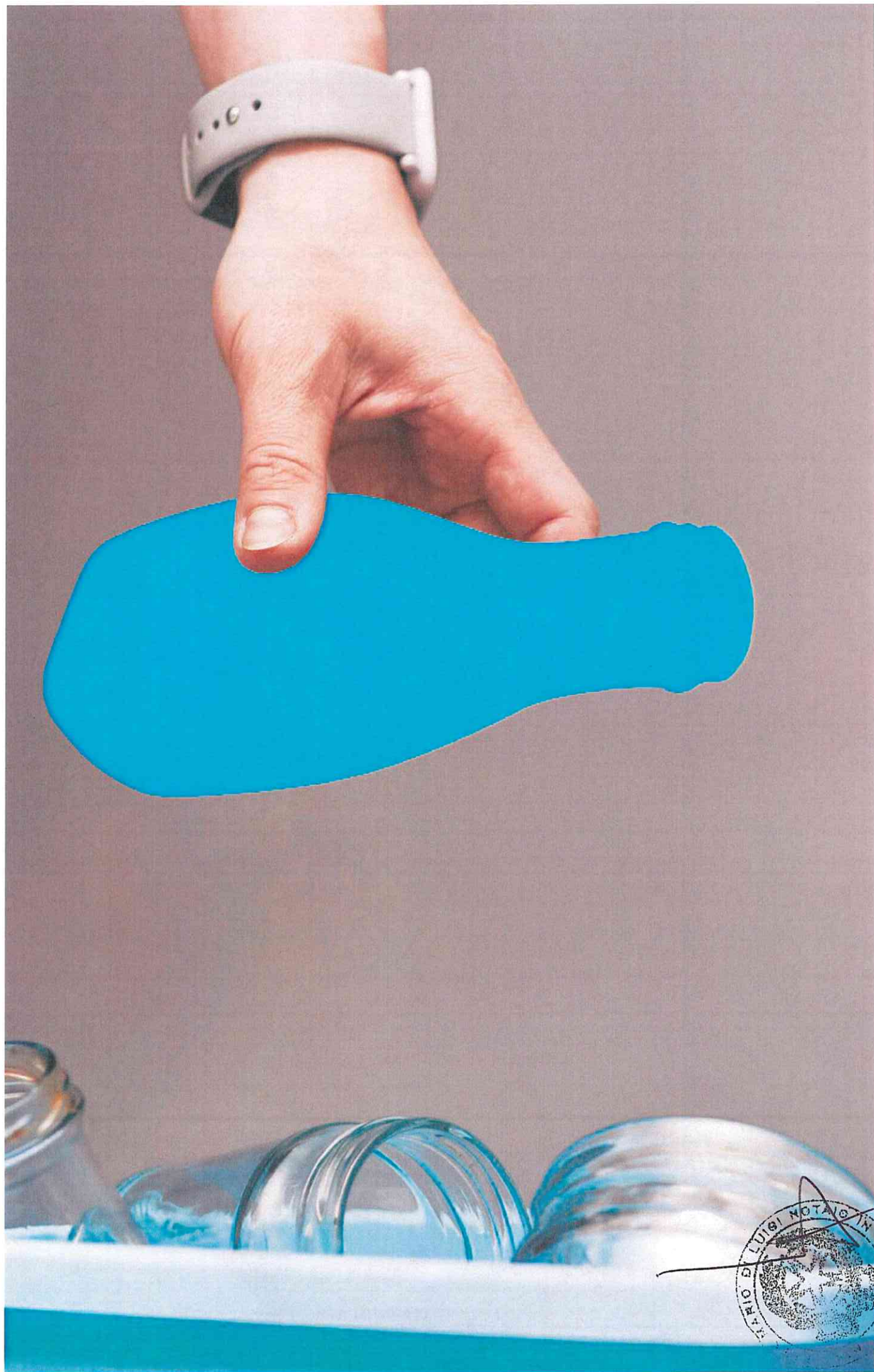
Petrolio e carbone

Nel 2020 prosegue la flessione delle quotazioni del petrolio con un valore medio pari a 43,2 \$/bbl, ovvero una contrazione del 32,6% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (64,1 \$/bbl). L'andamento infra-annuale mostra, ad eccezione del mese di gennaio, prezzi costantemente al di sotto dei livelli del 2019 ed in progressiva riduzione fino ad aprile, quando il Brent tocca valori tra i più bassi di sempre, attestandosi a 26,8 \$/bbl; ripresa dei prezzi a partire da maggio con l'anno che chiude con quotazioni prossime ai 50,2 \$/bbl. Il lieve apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro (1,14 USD/EUR, +1,9%) accentua la dinamica ribassista delle quotazioni espresse in €/bbl (-33,6%). Per il 2021 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 54,4 \$/bbl.

Secondo quanto comunicato dall'Energy Information Administration (EIA) la domanda mondiale di petrolio nell'anno 2020 si è attestata in media a 92,2 milioni di barili al giorno, in calo di 9,0 milioni di barili al giorno rispetto al 2019. Per il 2021 la domanda è prevista in aumento di 5,6 milioni di barili al giorno e di ulteriori 3,3 milioni di barili al giorno nel 2022.

Relativamente alla produzione mondiale di petrolio i paesi non-OPEC vedono, nell'anno 2020, una diminuzione di circa 2,3 milioni di barili al giorno con la Russia e gli Stati Uniti che evidenziano il calo maggiore. L'EIA stima che la produzione di petrolio greggio dell'OPEC sia stata in media di 25,6 milioni di barili al giorno nel 2020 (media annuale più bassa dal 2002) registrando un calo di 3,7 milioni di barili al giorno rispetto al 2019. Per quanto concerne le prospettive, l'EIA prevede che la produzione di petrolio non-OPEC aumenterà di 1,2 milioni di barili al giorno nel 2021 e di 2,3 milioni nel 2022. La produzione di greggio OPEC raggiungerà una media di 27,2 milioni di barili al giorno nel 2021 ed una media di 28,2 milioni di barili al giorno nel 2022.

Le quotazioni del carbone nel corso del 2020 hanno evidenziato un trend decrescente registrando il livello di minimo nel mese di maggio, con una quotazione pari a 38,5 \$/tonn, per poi risalire portandosi nel mese di dicembre ad un valore pari a 66,8 \$/tonn. Nella media del 2020 il prezzo si è attestato a 50,0 \$/tonn evidenziando una contrazione del 16,9% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (60,2 \$/tonn). Il lieve apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro intensifica la dinamica ribassista delle quotazioni espresse in euro (-18,3%) rispetto al 2019. Per l'anno 2021 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 65,9 \$/tonn.



4

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A



Green Deal UE

Il Green Deal (GD) è una Comunicazione dell'11 dicembre 2019 con le priorità della Commissione Von der Leyen incentrate sull'impegno per lo sviluppo sostenibile e la lotta ai cambiamenti climatici con l'obiettivo di rafforzare la leadership EU in qualità di principale mercato globale in grado di influenzare le politiche internazionali e condividere le politiche con le comunità locali.

Il GD prevede che tutte le politiche EU siano coerenti con gli obiettivi ambientali e costituisce parte integrante della strategia per l'Agenda 2030 dell'ONU e per i Sustainable Development Goals, prevedendo un lavoro di affiancamento agli Stati membri nel quadro della nuova governance con specifici focus sui settori energia, trasporti, ed economia circolare.

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

A marzo 2020 la Commissione ha pubblicato una proposta di Climate Law per perseguire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 (per quella data azzerare le emissioni nette di CO₂). A luglio 2020 sono state pubblicate le due Comunicazioni sull'Idrogeno e sulla Energy System Integration mentre nell'autunno si è conclusa la consultazione sul Carbon Border Adjustment Mechanism, strumento previsto dal GD per tutelare l'industria europea dall'importazione di beni prodotti in Paesi extra-UE che hanno regole meno stringenti in termini di emissioni di CO₂.

A valle delle consultazioni in corso, entro l'estate 2021 saranno riviste le Direttive ETS (con l'obiettivo di assicurare un effettivo carbon pricing per l'economia ed aumentare l'impegno di tutti i settori come, ad esempio, il residenziale), RED (sulle fonti rinnovabili) e EED (sull'efficienza energetica).

La Commissione ha, inoltre, lanciato iniziative specifiche per rafforzare l'impegno strategico nella c.d. sectoral integration (i.e. gestione sinergica dei diversi vettori energetici, anche attraverso sistemi di accumulo), nello sviluppo della filiera dell'idrogeno, nell'economia circolare, nella mobilità sostenibile e per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. "Renovation wave").

Al fine di assicurare l'aderenza di tutta la legislazione EU con gli obiettivi del GD, la Commissione ha posto in revisione anche le State Aid Guidelines per Energia e Ambiente (che saranno approvate nel 2021 con decorrenza 2022) e la Tassonomia per gli investimenti sostenibili.

Per raggiungere gli obiettivi del GD sono richiesti investimenti pubblici massicci in grado di indirizzare quelli privati verso gli obiettivi di sostenibilità: dovranno essere garantiti 260 miliardi di euro di investimenti aggiuntivi all'anno (1,5% del PIL EU) – per questa ragione la Commissione presenterà un Sustainable Europe Investment Plan. Inoltre, il 25% del Budget UE dovrà essere destinato alle azioni per il clima, oltre a proventi diretti da destinare a questo scopo (i.e. imposte su imballaggi di plastica non riciclabili e possibile allocazione del 20% delle revenues dell'ETS). Sarà rivisto anche il ruolo dell'Innovation and Modernisation Fund (BEI) oltre agli strumenti previsti dal Programma Horizon 2020. Con il varo del c.d. Recovery Fund conseguente all'emergenza pandemica, la Commissione ha incanalato notevoli risorse finanziarie per il rilancio dell'economia (per l'Italia circa 210 miliardi di euro) con la previsione di destinarne una parte rilevante ai settori delle rinnovabili, dell'efficienza energetica, dell'economia circolare, delle infrastrutture energetiche, dell'accumulo e dell'idrogeno.

Tassonomia per gli investimenti sostenibili

Il 12 luglio 2020 è entrato in vigore il Regolamento 2020/852 (UE) sulla Tassonomia per gli investimenti sostenibili, nell'ambito del quale la Commissione è stata incaricata di presentare dei criteri di screening degli investimenti sostenibili, tramite l'adozione di sei "atti delegati" volti a definire i requisiti tecnici che dovranno dimostrare le iniziative classificabili come sostenibili alla luce della Tassonomia stessa (ed in particolare la rilevanza del contributo ambientale fornito dalle diverse tecnologie e i possibili rischi sugli altri obiettivi individuati dal Reg. 2020/852).

A seguito dell'accordo politico tra gli Stati Membri e della definizione di un Report tecnico da parte di un technical expert group dedicato, il 20 novembre 2020 sono stati posti in consultazione i primi due atti delegati, relativi alle attività di adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici. La proposta della Commissione, applicabile con decorrenza 1° gennaio 2022, è attesa nel primo semestre 2021 e sarà sottoposta all'approvazione del Consiglio EU.

La rilevanza della Tassonomia dipende dall'invasività che avrà sulle Direttive (rinnovabili, efficienza energetica, economia circolare) e soprattutto sui canali di finanziamento per le attività green (dal Recovery Fund agli incentivi nazionali). Ciò riguarda in particolare gli asset che, come per il settore gas e del



ste-to-energy, non sono stati inclusi nella Tassonomia anche se necessari alla transizione verso la decarbonizzazione.

Meccanismo unionale di finanziamento dell'energia rinnovabile

Il Regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294 della Commissione ha introdotto, da inizio 2021, l'avvio del meccanismo unionale di finanziamento dell'energia rinnovabile e che ha l'obiettivo di sostenere la realizzazione in un altro Stato (ospitante), anche al di fuori dell'UE, di progetti riguardanti le fonti energetiche rinnovabili. Il meccanismo permetterà, tramite prestiti e/o sovvenzioni, di agire su due obiettivi specifici dell'EU: consentire agli Stati membri di colmare l'eventuale divario rispetto alla traiettoria indicativa di promozione delle rinnovabili (32% del consumo lordo di energia finale al 2030) e contribuire ad un quadro comunitario favorevole agli investimenti in capacità rinnovabile.

Il meccanismo, aperto anche al contributo dei privati, prevede meccanismi di ripartizione statistica dei benefici nello sviluppo di nuova capacità rinnovabile. Sarà gestito dalla Commissione EU che formulerà gli inviti riunendo i potenziali investitori ed ospitanti, in coerenza con la Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED 2) e la Tassonomia per la finanza sostenibile. Sono attualmente in corso le survey della Commissione propedeutiche alla redazione del primo invito.

4
Evoluzione
della regolazione
ed impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti



4.1 Business Unit Generazione e Trading

Provvedimenti regolatori adottati a fronte dell'emergenza sanitaria COVID-19

In considerazione delle difficoltà di prevedere correttamente il profilo di prelievo dei consumi e del manifestarsi di prezzi MSD significativamente diversi rispetto ai valori MGP, con le Delibere 121/2020/R/eel e 207/2020/R/eel l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 10 marzo e fino al 30 giugno, l'applicazione di un meccanismo di cap & floor ai prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate.

Con riferimento alla disciplina del capacity market, Terna S.p.A. è intervenuta con riferimento alle consegne 2022 e 2023, concedendo una proroga 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 prorogato per un periodo pari alla proroga concessa per l'inizio del periodo di consegna. I nuovi termini sono:

- presentazione dei titoli autorizzativi per la capacità nuova non autorizzata: entro il 31 dicembre 2020 (per la consegna 2022) ed entro il 30 giugno 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).

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

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 del sistema elettrico nei giorni critici individuati da Terna S.p.A. con riferimento ai quali la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

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

Nel 2020, sulla base della Delibera 437/2019/R/eel, sono state liquidate le partite relative al capacity payment per circa 26 milioni di euro.

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

Dopo lunghe interlocuzioni con le istituzioni europee, numerose consultazioni in ambito italiano e l'avallo al capacity market da parte della Commissione, il MiSE con il DM 28 giugno 2019 ha approvato la disciplina di Terna S.p.A. (dopo parere positivo di ARERA rilasciato con Delibera 281/2019/R/eel) prevedendo:

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

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

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

- i cap al premio: 75.000 €/MW/anno per la capacità nuova, 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (coincidente con quello previsto per la capacità estera);
- il valore minimo di investimento per la capacità nuova che può richiedere contratti di 15 anni pari a 209.000 €/MW;
- i criteri per la determinazione del prezzo strike attraverso l'indicizzazione dell'elemento a copertura del prezzo del gas mensile che riflette l'andamento del mercato, oltre alla previsione di un meccanismo di mitigazione del rischio prezzo in caso di emergenza gas.

Con la Delibera 364/2019/R/eel ARERA ha espresso parere di conformità alle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, poste in consultazione da Terna S.p.A., mentre con Delibera 365/2019/R/eel ha stabilito le modalità di determinazione e copertura degli oneri netti derivanti dal meccanismo per gli anni 2022 e 2023 prevedendo:

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

A2A S.p.A., nel corso delle aste svoltesi il 6 e il 28 novembre 2019, si è aggiudicata tutta la capacità offerta, ovvero circa 5 GW/anno per complessivi 340 milioni di euro di premio sul biennio di consegna 2022-2023. Circa 0,24 GW per il 2023 e 0,12 GW per il 2022 sono relativi a capacità di nuova realizzazione. Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è stato pari a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MW/anno per 15 anni per la capacità nuova.

Alcuni operatori (tra cui Tirreno Power S.p.A. e Axpo Italia S.p.A.) e l'Associazione Italia Solare hanno presentato ricorso per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e dei connessi atti di ARERA e di Terna S.p.A.. Alcuni hanno proposto ricorso anche presso la Corte di Giustizia UE. L'udienza di merito del TAR è fissata per il 24 marzo 2021 e il contenzioso a livello UE è verosimile che possa concludersi in contemporanea all'udienza del TAR. A2A S.p.A., insieme ad altri operatori, si è costituita quale parte contro interessata sia in ambito italiano sia UE per difendere la legittimità dell'assegnazione.

A giugno 2020 l'Italia ha presentato alla Commissione Europea l'"Implementation Plan", un documento che illustra le misure in atto o pianificate per superare il problema di adeguatezza che ha giustificato l'introduzione del meccanismo di remunerazione della capacità in Italia (adempiendo all'articolo 20 del Regolamento UE 943/2019). Lo scorso ottobre la Commissione Europea ha espresso opinione favorevole al Piano richiedendo alcune modifiche.

Attualmente sono in fase di valutazione le attività propedeutiche per bandire ulteriori aste del capacity market per le consegne dal 2024 in poi.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con la Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV della centrale di San Filippo del Mela (gruppi 2, 5 e 6) è stato contrattualizzato da Terna S.p.A. in regime di essenzialità con reintegro dei costi per il quinquennio 2017-2021 in considerazione del fatto che l'elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente potrebbe non essere sempre disponibile (ad esempio per manutenzione) e il mercato della zona Sicilia risulta al momento ancora corto in termini di offerta. La Delibera prevede che il gruppo 1 a 150 kV sia di back-up in caso di indisponibilità del gruppo 2.

A2A Energifuture S.p.A. si è impegnata a contenere le richieste di reintegro al di sotto di un cap proposto dalla stessa società che assicuri al contempo la copertura dei costi fissi, dei costi variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema, essendo tale livello di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (ex Delibera 111/06). La contrattualizzazione pluriennale di San Filippo del Mela consente, pertanto, la gestione in utile dell'impianto, garantendo al sistema il mantenimento della sicurezza con un beneficio in termini di risparmio sui costi complessivi.

Nel 2020 l'Autorità ha disposto:

- con la Delibera 381/2020/R/eel la liquidazione di 8,6 milioni di euro corrispondenti al saldo del corrispettivo di reintegro relativo all'anno 2017;



- con la Delibera 451/2020/R/eel la liquidazione di 20,6 milioni di euro come secondo acconto relativo all'anno 2019;
- con la Delibera 530/2020/R/eel la liquidazione di 27,7 milioni di euro come primo acconto relativo all'anno 2020.

Nel 2020 ARERA ha anche accolto due istanze di A2A Energiefuture S.p.A. riferite al costo variabile riconosciuto:

- con la Delibera 87/2020/R/eel è stata confermata l'applicazione delle percentuali standard utilizzate per il calcolo della componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento valide per l'anno 2016 (2% in entrambi i versi di sbilanciamento) per l'intero periodo contrattuale 2017-2021, così da tenere conto delle specificità tecniche della centrale di San Filippo del Mela (è stato possibile il recupero di circa 900.000 euro sul periodo 2017-2019);
- con la Delibera 442/2020/R/eel è stato confermato per il 2020 il riconoscimento di un prezzo di approvvigionamento del combustibile calcolato in base alla formula proposta dalla società che tiene conto dei prodotti quotati approvvigionati, riproporzionati in modo da ottenere il livello di riferimento di zolfo conforme alla regolamentazione ambientale prevista per la centrale.

Infine, tenuto conto delle condizioni del sistema elettrico siciliano, Terna S.p.A. ha dichiarato «essenziale» la centrale anche successivamente al 31 dicembre 2021 e con Delibera 269/2020/R/eel l'Autorità ha approvato l'istanza per il reintegro costi per l'anno 2022 senza la previsione di impegni sugli importi riconosciuti (complessivamente il reintegro si stima in 82 milioni di euro sul biennio 2021-2022).

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamenti da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Il contenimento degli sbilanciamenti è auspicabile perché favorisce la riduzione dei costi che ricadono sulla bolletta dei clienti finali in quanto Terna S.p.A., a fronte di più accurate previsioni da parte degli utenti del dispacciamento, utilizza minori risorse per il bilanciamento in tempo reale del sistema.

Per tale ragione la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'Autorità al fine di allineare la regolazione alla necessità di un'efficiente configurazione di mercato spingendo gli operatori ad effettuare previsioni di produzione e consumo sempre migliori, evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati.

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

Relativamente al periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014), in ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel sono state annullate dal giudice amministrativo, per difetto di motivazione sull'urgenza dei provvedimenti e per difetto di consultazione. Terna S.p.A. ha, quindi, effettuato i ricalcoli dei prezzi di sbilanciamento applicando la disciplina previgente e le fatture di conguaglio, nonostante le contestazioni da parte delle società del Gruppo A2A, sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015 (per un controvalore lordo di circa 6,8 milioni di euro).

L'Autorità con Delibera 333/2015/R/eel ha avviato un procedimento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi tra il 2012 e il 2014.

A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro i ricalcoli effettuati da Terna S.p.A. in quanto la stessa non avrebbe tenuto conto di questo avvio di procedimento. Dopo circa un anno di consultazioni la Delibera 333/2016/R/eel ha chiuso il procedimento di valorizzazione degli sbilanciamenti per il periodo 2012-2014 disponendo entro il 1° novembre 2016 la restituzione da parte di Terna S.p.A. alle società del Gruppo A2A dell'ammontare compensato a giugno 2015.

Le Delibere sono state oggetto di un lungo contenzioso amministrativo. A giugno 2020 il Consiglio di Stato ha pronunciato la prima sentenza a favore dell'operato dell'Autorità e avverso uno dei ricorrenti, definendo la giurisprudenza di riferimento per gli ulteriori ricorsi pendenti. Tale pronunciamento ha consentito al Gruppo di confermare nel 2020 gli importi già incassati nel 2016.

Periodo gennaio 2015-giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l'Autorità ha avviato un'indagine al fine di verificare eventuali condotte sui mercati all'ingrosso lesive del diritto degli utenti finali e degli altri operatori ad una corretta determinazione del valore delle risorse del dispacciamento, nonché di annullare gli eventuali impatti di tali condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

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

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

- A2A Energia S.p.A., A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ed Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) a cui è stata notificata la Delibera 342/2016/E/eel;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016/E/eel.

Tali procedimenti si sono conclusi con:

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

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

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

Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ha proposto ricorsi in sede giudiziaria sia nei confronti del provvedimento prescrittivo che di quello sanzionatorio (appello ancora pendente). Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) ha, altresì, proposto ricorso in sede giudiziaria verso il provvedimento prescrittivo ed è ad oggi pendente l'appello verso il Consiglio di Stato (udienza di merito fissata per il prossimo 20 maggio).

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

Il 6 luglio 2020 è stata pubblicata la prima sentenza del Consiglio di Stato in accoglimento di un ricorrente e avverso l'operato dell'Autorità. Il giudice amministrativo non ha contestato il potere sanzionatorio di ARERA (confermando che gli sbilanciamenti strategici sono illeciti) ma ha rilevato difetti di istruttoria e motivazione, annullando il relativo provvedimento prescrittivo, fatto salvo il potere di riesame dell'Autorità. Sulla base di tale sentenza, in data 24 settembre il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso di A2A Energia S.p.A. avverso il provvedimento prescrittivo e Terna S.p.A. ha provveduto a compensare, lo scorso novembre 2020, l'importo di 3,9 milioni di euro. Alla luce del potere di riesame dell'Autorità, il Gruppo ha stabilito l'accantonamento di un fondo di pari importo.

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 dispacciamento.

Di seguito le principali caratteristiche dell'asta che si è svolta il 20 febbraio 2019:

- contingente 500 MVar/anno e durata del contratto pari a 10 anni;
- tetto di spesa: 500 MVar*Reservation Price (RP in €/MVar/anno) o prezzo massimo selezionabile non noto ai partecipanti, definito da Terna S.p.A. sulla base dei benefici attesi dalla contrattualizzazione a termine ed approvato dall'Autorità;
- asta del tipo pay as bid con selezione delle offerte non superiori al RP e priorità a risorse disponibili già dal 1° marzo 2020, in ordine crescente di prezzo, poi a risorse disponibili dal 1° luglio 2020 ed, infine, dal 1° ottobre 2020 (tre finestre temporali di ingresso);



- previsti fino a 4 round di gara. La selezione termina al 1° round se si raggiunge la quantità obiettivo rispettando il RP e il tetto di spesa. In alternativa si procede con altri 3 round.

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

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

La competenza 2020 è pari a circa 3,5 milioni di euro.

Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili

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

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

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$;
- k = coefficiente tecnologico pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 e per quelli successivi assume i valori definiti dalla Legge n. 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Nel 2020 l'incentivo (I) è stato di 99,05 €/MWh (con Re 2019 è pari a 53,01 €/MWh).

Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento per i quali l'incentivo (I) è fisso e pari a 84,34 €/MWh (calcolato rispetto al prezzo medio di mercato registrato nel 2010).

Dal 1° gennaio 2016 gli incentivi sono erogati trimestralmente dal GSE entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento e sulla base della sottoscrizione di una convenzione e previa registrazione e validazione degli impianti sul portale del GSE.

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

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 4 luglio 2019 il MiSE, di concerto con il MATTEM, ha adottato il cosiddetto DM FER1 che definisce il quadro incentivante per le fonti rinnovabili considerate mature e con costi fissi bassi o, comunque, in diminuzione: eolico, fotovoltaico, idroelettrico e biogas da depurazione.

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

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

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

A dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione sulla definizione del contratto-tipo per l'assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato deve essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

A gennaio 2020, come previsto dal DM FER1, il GSE ha avviato una consultazione sulla "Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili".

Nell'ambito dell'emergenza COVID-19, il Governo è intervenuto con il Decreto Legge 16 luglio 2020, n. 76 (il c.d. DL Semplificazioni) semplificando le procedure autorizzative e di valutazione di impatto ambientale ed introducendo la possibilità di accedere agli incentivi anche per quegli impianti non fotovoltaici che non hanno aderito allo spalma incentivi, prevedendo procedure separate con contingente ad hoc ed una tariffa ridotta del 5%. Inoltre, in considerazione dello stato di emergenza prorogato al 31 gennaio 2021 con il DPCM del 7 ottobre 2020, il GSE ha proceduto ad aggiornare i termini degli adempimenti in particolare in relazione ai Decreti FER.

Nelle prime aste per l'accesso agli incentivi, aperte il 30 settembre 2019, il 31 gennaio 2020 e il 30 giugno 2020, A2A Energy Solutions S.p.A. si è aggiudicata complessivamente circa 4,2 MW di impianti fotovoltaici in sostituzione di amianto (tipologia A-2).

Al 31 dicembre 2020 gli incentivi erogati dal GSE sono pari a 60,6 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE milioni di euro	31 12 2020		
	A2A	LGH	B.U. ENERGIA
Feed in tariff	27,2	2,1	29,3
Tariffa omnicomprensiva	5,8		5,8
Conto Energia (FV)	25,3	0,2	25,4
Totale	58,2	2,3	60,6

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

La Legge n. 12/2019, di conversione del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni), ha modificato con l'art. 11-quater la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti aventi una potenza nominale maggiore di 3 MW).

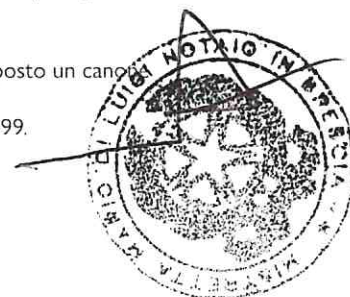
In precedenza tali concessioni, qualora scadute, erano esercitate dai concessionari in regime di prosecuzione temporanea, a condizioni immutate ai sensi dell'art. 12, comma 8 bis, del D.Lgs. 79/1999 in attesa dell'avvio delle gare per la riassegnazione, le quali si sarebbero basate su criteri definiti da un DM concertato tra MiSE e MATTM, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, che non è mai stato emanato.

Le nuove norme prevedono 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 dalla maggior parte delle 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.

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

Per le concessioni scadute esercitate in regime di prosecuzione temporanea è, inoltre, imposto un canone aggiuntivo.

L'art. 11 quater L. 12/2019 ha abrogato il citato comma 8 bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999.



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 Regione Lombardia ha emanato la Legge Regionale n. 5/2020 che disciplina le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e ne determina il relativo canone. La legge ha stabilito come modalità principale di assegnazione la gara ad evidenza pubblica mentre il termine per l’avvio delle procedure è fissato:

- per le concessioni già scadute ed in regime di prosecuzione temporanea: entro 2 anni dall’entrata in vigore della legge (ossia, entro il 31 ottobre 2022), con riassegnazione entro il 31 luglio 2024;
- per le concessioni con scadenza successiva all’entrata in vigore della legge regionale: entro 2 anni dalla scadenza.

Il nuovo canone demaniale avrà una parte fissa correlata alla potenza di concessione pari a 35 euro/kW da corrispondere semestralmente dal 2021 ed una parte variabile pari ad un minimo del 2,5% dei ricavi di vendita dell’energia annualmente immessa in rete dall’impianto, al netto dell’energia fornita gratuitamente alla Regione, da versare a consuntivo entro il 31 marzo dell’anno successivo.

La Legge Regionale 23/2019 ha, altresì, imposto ai concessionari, a partire dal 2020, l’obbligo di fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica da destinare per almeno il 50% a servizi pubblici delle province interessate dalla derivazione (220 kWh per ogni kW di potenza di concessione), prevenendo la possibilità di monetizzazione dell’adempimento.

Per le concessioni in regime di prosecuzione temporanea è, infine, disposto in Regione Lombardia un canone aggiuntivo annuo pari a 20 euro/kW, a titolo ricognitorio.

In considerazione del sopra descritto contesto normativo, il 12 giugno 2020 il Presidente del Consiglio dei Ministri ha presentato ricorso per illegittimità costituzionale contro la legge regionale lombarda circa alcuni rilevanti profili della predetta normativa regionale. Sono state, altresì, impugnate avanti la Corte Costituzionale da parte del Governo anche le leggi regionali in materia di grandi derivazioni idroelettriche della Regione Piemonte e della Provincia autonoma di Trento.

Le concessioni di grande derivazione di A2A S.p.A. ubicate 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”, anche ai sensi della D.g.r. 30 dicembre 2020 n. XI/4182 della Regione Lombardia. La Regione ha già richiesto il pagamento del citato canone aggiuntivo determinato provvisoriamente nella misura di 20 euro/kW, oltre ad aver disposto la disapplicazione dell’esenzione parziale dal canone demaniale sugli impianti di Premadio 1, Grosio, Lovero e Stazzona².

Con riferimento alla concessione di Premadio 1, la Cassazione ha respinto³ il ricorso di A2A S.p.A. contro la Sentenza n. 3/2017 del Tribunale Superiore Acque Pubbliche (TSAP), presso il quale A2A S.p.A. aveva impugnato le delibere regionali recanti le condizioni di prosecuzione temporanea di tale concessione, inclusa la revoca dell’esenzione parziale dai canoni demaniali. Pertanto, per Premadio 1, A2A S.p.A. ha proceduto al pagamento della relativa quota parte del canone demaniale, pari a circa 4,8 milioni di euro, con riserva di ripetizione di quanto dovesse essere in futuro ritenuto non dovuto. Circa l’esenzione parziale del canone demaniale afferente la concessione di Grosio, è tuttora pendente il giudizio avanti il Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Le annualità pregresse non versate del canone aggiuntivo - inerenti le concessioni scadute di A2A S.p.A. e Linea Green S.p.A.⁴ nel periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2019 -, sono tuttora oggetto di accantonamento a Bilancio data la perduranza dei relativi giudizi.

A2A S.p.A. e Linea Green S.p.A. hanno, invece, pagato l’annualità 2020 del canone aggiuntivo, in ragione delle modifiche normative del 2019, per un importo pari a circa 4 milioni di euro, con riserva di ripetizione di quanto dovesse risultare in futuro non dovuto.

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.

2 Nonostante il venir meno dell’esenzione parziale del canone demaniale per le concessioni di Lovero e Stazzona sia stato previsto solo con la D.g.r. n. XI/4182/2020 a partire dal 2021, Regione Lombardia ha chiesto il pagamento delle quote di canone demaniale oggetto di esenzione per le predette concessioni anche per le precedenti annualità. Detta richiesta è stata ad oggi contestata da A2A S.p.A.

3 Sentenza n. 15990/2020 delle Sezioni Unite della Corte di Cassazione. Per ulteriori dettagli si rimanda al Paragrafo “Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso”.

4 Linea Green S.p.A. è titolare della concessione di Resio in Valcamonica, scaduta il 31 ottobre 2010, anch’essa esercita in regime di 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 tre grandi derivazioni di Linea Green S.p.A. (Resio, Mazzuno e Darfo non ancora scadute) nonché la concessione di Gravedona di ACSM-AGAM S.p.A. con scadenza al 2029.

Trasporto e misura del gas naturale per il V periodo regolatorio (2020-2023)

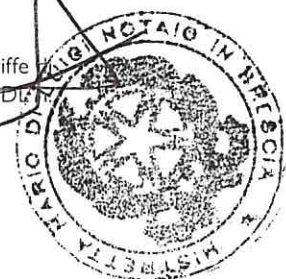
La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo regolatorio (RTTG 2020-2023) mentre i corrispettivi 2020 sono stati approvati con Delibera 201/2019/R/gas. In accordo con le disposizioni del Codice TAR (Regolamento (UE) 460/2017) il nuovo periodo tariffario è caratterizzato da alcune novità metodologiche:

- è confermata la suddivisione della struttura della tariffa e dei corrispettivi che la compongono tra componenti capacitive (applicate ai punti di entrata e di uscita dalla rete) e componenti legate ai volumi trasportati. In relazione alle componenti capacitive è confermata la ripartizione entry-exit 40(entry)-60(exit) dei costi relativi alla rete nazionale mentre, a differenza del periodo tariffario precedente, i costi della rete regionale vengono attribuiti al 100% alla componente exit. Il rapporto complessivo risulta pari a 28(entry)-72(exit);
- ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari della tariffa, l'Autorità ha adottato il metodo CWD-Capacity-Weighted Distance. L'Autorità ha provveduto ad applicare uno sconto del 50% al corrispettivo di entrata da/uscita verso impianti stoccaggio derivante dall'applicazione della metodologia CWD. Sono stati, inoltre, ridotti da 3 a 1 i punti di entrata/uscita da stoccaggio, da 6 a 1 le aree di uscita e sono state accorpate in 10 hub i punti di entrata da produzioni nazionali;
- è definita una tariffa bundled (costituita da un unico corrispettivo che include i corrispettivi di uscita e riconsegna) a partire da ottobre 2020. Per l'anno termico 2019-2020 i conferimenti di capacità sono stati effettuati sia ai punti di uscita sia ai punti di riconsegna (PdR) e per il periodo transitorio 1° gennaio – 30 settembre 2020 sono stati applicati i corrispettivi pro-forma CP_u^N (applicato ai conferimenti ai punti di uscita di interconnessione tra rete nazionale e rete regionale) e CP_u^R (applicato ai conferimenti su rete regionale). In relazione a quest'ultimo, vengono determinati due distinti corrispettivi in funzione della distanza dei PdR dalla rete nazionale (\leq / $>$ 15 km). Con riferimento ai PdR sottesi ai city gate, l'Autorità ha previsto la riforma delle modalità di conferimento che, per effetto della Delibera 110/2020/R/gas entrerà in vigore al 1° ottobre 2021, prevedendo:
 - la determinazione d'ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai city gate;
 - il conferimento da parte dell'impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR serviti;
 - il superamento del sistema di penali di scostamento per i PdR sottesi ai city gate;
- il corrispettivo variabile CV_u , funzionale alla copertura dei costi operativi, GNC, autoconsumi, perdite e costi ETS, viene applicato al quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita della rete (compresi i punti di uscita verso gli stoccaggi e i punti di interconnessione con l'estero);
- è introdotto un nuovo corrispettivo volumetrico (CV_{FC}) finalizzato al recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi, applicato ai PdR e ai punti di uscita verso gli stoccaggi;
- con riferimento alla tariffa di misura, viene adottata un'articolazione tariffaria che, a fronte della possibilità per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto di cedere la proprietà e gestione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto, prevede l'introduzione di una componente tariffaria CM^{CF} , applicata alla capacità conferita ai PdR che alimentano clienti finali, la cui titolarità dell'impianto di misura è in capo all'impresa di trasporto;
- con riferimento alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas, sono state introdotte alcune novità, tra cui l'eliminazione della componente tariffaria ϕ e l'applicazione della componente CRV^{FG} ai PdR che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali, in luogo dei volumi di gas immessi nella rete nazionale.

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

- si registra un aumento generale dei corrispettivi 2020 rispetto al 2019. I punti di entry risultano i più penalizzati (+20% per Tarvisio, +96% per Passo Gries) e si osserva un riassorbimento in parte delle differenze tariffarie tra Nord e Sud. In aumento anche i costi di entry dai terminali di rigassificazione (+290% per Olt). Più contenuti gli aumenti in exit ad eccezione dell'exit stoccaggio (+71%). Gli aumenti tariffari sono imputabili sia alla nuova metodologia tariffaria sia all'aumento dei ricavi che devono essere riconosciuti alle imprese di trasporto;
- per gli impianti termoelettrici del Gruppo A2A, rispetto al 2019, l'effetto della modifica regolatoria comporta - a parità di conferimento - una diminuzione dei costi fissi al 2021 di circa 6,4 milioni di euro e - a parità di prelievo di gas - un aumento dei costi variabili pari a circa 8,5 milioni di euro nel 2020 e di 6,8 milioni di euro nel 2021.

Si segnala, da ultimo, che il TAR Milano, accogliendo il ricorso di un operatore, ha annullato le tariffe di trasporto per il V periodo regolatorio, ritenendo che l'impostazione adottata dall'Autorità violi il D.Lgs. n. 460/2017.



83 del 2012 che le imponeva di “adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale”: la ripartizione entry-exit 40%-60% dei costi relativi alla rete nazionale risulta, invece, penalizzante per i soggetti con maggiore consumo di gas naturale e si pone in contrasto con la normativa UE. Avverso tale sentenza l'Autorità ha proposto ricorso al Consiglio di Stato, tramite Delibera 17/2021/C/gas. Lo stesso TAR Milano aveva già annullato le tariffe di trasporto per il periodo transitorio 2018-2019: anche avverso tale annullamento l'Autorità ha proposto ricorso (Delibera 103/2020/C/gas).

Settlement gas: nuova disciplina dal 1° gennaio 2020

Il settlement gas consiste nella gestione, pianificazione ed attuazione dei programmi volti a garantire l'equilibrio e il bilanciamento del sistema nazionale. La disciplina definita da ARERA ha l'obiettivo di assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, Utenti del Bilanciamento-UdB, Utenti della Distribuzione-UdD, venditori e clienti finali).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas, ARERA ha approvato la nuova disciplina del settlement gas (TISG – Testo Integrato Settlement Gas), entrata in vigore il 1° gennaio 2020: all'interno di tale disegno, rilevanti sono i ruoli del Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas S.p.A.) e del Sistema informativo integrato (SII – gestito da Acquirente Unico S.p.A.), che ha in capo le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Con la Delibera 538/2019/R/gas, al fine di limitare eventuali impatti negativi per gli operatori derivanti dall'applicazione della nuova metodologia di settlement in presenza di conferimenti di capacità effettuati in un periodo antecedente, ARERA ha introdotto alcune soluzioni transitorie per il calcolo degli scostamenti, prevedendo fino al 31 maggio 2020:

- la “depenalizzazione dei superi di capacità”: le penali sono determinate nella misura del valore minimo tra la penale calcolata sulla base dell'allocato secondo la nuova metodologia e la penale calcolata sulla base dell'allocato riproporzionato sull'immeso giornaliero;
- l'introduzione di sessioni di conferimento per la revisione al rialzo delle capacità. Eventuali incrementi di capacità sono stati applicati retroattivamente fino ad ottobre 2019.

Inoltre, nel corso del 2020, il nuovo meccanismo ha presentato alcune criticità per le quali ARERA è intervenuta a più riprese. Si segnalano, in particolare:

- Delibera 181/2020/R/gas: ha previsto la rielaborazione straordinaria dei bilanci definitivi da gennaio ad aprile 2020 con l'applicazione di criteri specifici per sanare le anomalie registrate;
- Delibera 222/2020/R/gas: ha integrato il TISG con riferimento alla comunicazione, nell'ambito delle attività nella responsabilità del SII, delle anomalie rilevate alle imprese di distribuzione, agli UdB e agli UdD. Facendo seguito a tale Delibera, Snam Rete Gas S.p.A. ha elaborato una procedura per la correzione dei prelievi che non hanno positivamente superato specifiche verifiche di coerenza. Tale Procedura ha dispiegato i suoi effetti per tutti i bilanci di trasporto dei mesi del 2020, ad eccezione di quello relativo del mese di gennaio (già chiuso al momento della pubblicazione) ed ha permesso al Gruppo di contenere gli impatti delle allocazioni anomale, pur non sterilizzandoli completamente, non essendo prevista la possibilità di rettificare dati palesemente anomali ma non considerati tali dai filtri delle verifiche di coerenza;
- Delibera 521/2020/R/gas: ha esteso a tutto l'anno termico 2019-2020 la “depenalizzazione dei superi” di cui alla Delibera 538/2019/R/gas precedentemente citata e ha previsto la possibilità di incrementi di capacità da ottobre a dicembre 2020 ai fini del calcolo dei corrispettivi di scostamento;
- Delibera 3/2021/R/gas: ha concesso la possibilità di rettificare anche i dati di prelievo anomali ma non intercettati dalle verifiche di cui all'Articolo 9 del TISG, consentendo al Gruppo A2A di neutralizzare gli ulteriori scostamenti anomali non già gestiti.

Infine, la Delibera 451/2019/R/gas ha definito le modalità di approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei quantitativi di gas necessari al funzionamento del sistema, c.d. gas di sistema (ψ), somma di autoconsumi, perdite di rete, GNC, variazioni di linepack, differenza tra gas immesso e prelevato nelle reti di distribuzione. Tale quantitativo è approvvigionato giornalmente in un comparto di MP-GAS denominato AGS (approvvigionamento gas di sistema).

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 pari applicato alla componente indicizzata a copertura dei costi di approvvigionamento (QE) per gli anni termici 2010/11 e 2011/12, al termine di un lungo contenzioso 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 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 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.p.A. ed Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie) hanno presentato istanza di accesso alla CSEA per complessivi 21,7 milioni di euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021. Con riferimento agli importi di competenza della BU Generazione e Trading, pari a 12,2 milioni di euro, lo scorso 31 dicembre CSEA ha liquidato il 50% dell'importo spettante, pari a circa 6 milioni di euro.



4.2 Business Unit Mercato

Provvedimenti regolatori adottati per far fronte all'emergenza sanitaria COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sugli operatori e sui clienti finali, e al conseguente rischio di insoliti lungo l'intera filiera, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti specifici, bilanciando le esigenze dei vari stakeholders coinvolti. Con riferimento alle imprese di vendita, le principali disposizioni adottate sono le seguenti:

- differimento dei termini degli adempimenti regolatori nei confronti dell'Autorità (tra cui le raccolte dati e lo svolgimento delle procedure di conciliazione). Inoltre, per tener conto delle disposizioni limitative prese a tutela della salute pubblica, l'Autorità ha ampliato l'utilizzo della causale «forza maggiore» anche in ambiti regolatori dove non era precedentemente prevista per giustificare il mancato rispetto di obblighi/standard prestazionali (Delibere 59/2020/R/com e 94/2020/R/com);
- introduzione di deroghe alla disciplina delle garanzie di cui al CADE e al CDRG, e facoltà, nei mesi di aprile, maggio, giugno e luglio, per i venditori e per i distributori di versare importi inferiori a quelli fatturati, entro determinati limiti definiti da ARERA. Gli importi non versati saranno saldati entro la fine del 2020 ai sensi della Delibera 248/2020/R/com (Delibera 116/2020/R/com e s.m.i.);
- sospensione delle procedure di tutela del credito di cui al TIMG e al TIMOE per tutti i clienti fino al 3 maggio, con proroga fino al 17 maggio per i soli clienti domestici, e proposta obbligatoria di rateizzazione nei confronti dei clienti in tutela e PLACET (Delibera 60/2020/R/com);
- istituzione presso la CSEA di un apposito conto di gestione straordinario, destinato a garantire il finanziamento delle iniziative a sostegno dei clienti finali connesse all'emergenza epidemiologica COVID-19, per un importo pari a 1,5 miliardi di euro (medesima Delibera 60/2020/R/com);
- sospensione dei termini di pagamento fino al 30 aprile 2020, e successiva rateizzazione obbligatoria ai clienti siti negli 11 comuni della iniziale «zona rossa» (Delibera 75/2020/R/com);
- in ragione della criticità nella consegna della corrispondenza, l'Autorità ha previsto la facoltà agli esercenti i servizi di tutela, e con riferimento ai contratti PLACET di inoltrare le bollette anche in formato elettronico (Delibera 117/2020/R/com);
- in considerazione delle difficoltà di prevedere correttamente il profilo di prelievo dei consumi e del manifestarsi di prezzi MSD significativamente diversi rispetto ai valori MGP, con le Delibere 121/2020/R/eel e 207/2020/R/eel l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 10 marzo e fino al 30 giugno, l'applicazione di un meccanismo di cap & floor ai prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate.

Legge Concorrenza 2017 e cessazione 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 2022 per i clienti domestici elettrici e gas e le microimprese elettriche⁵. Il Milleproroghe ha spostato ulteriormente la data dal 1° gennaio 2022 al 1° gennaio 2023.

L'Autorità, pur nelle more degli adempimenti governativi, con 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 libero⁶.

Per il periodo 1° gennaio-30 giugno 2021 (regime provvisorio) il STG verrà erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela a condizioni economiche e contrattuali pressoché invariate mentre, a partire dal 1° luglio 2021 (regime definitivo), il STG verrà erogato da operatori selezionati tramite asta secondo queste indicazioni:

- le Procedure Concorsuali - organizzate da Acquirente Unico S.p.A. che predispongono il relativo Regolamento - dovranno concludersi entro il 31 maggio 2021;
- l'assegnazione a regime avrà durata triennale (1° luglio 2021 - 30 giugno 2024);
- le aste riguarderanno 9 lotti di clienti (il più possibile omogenei per tasso di morosità) con applicazione di un tetto massimo definito dal DM MiSE 31 dicembre 2020 in relazione alle aree aggiudicabili da un singolo operatore pari a 35% dei volumi totali;

⁵ In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

⁶ Il perimetro di questo primo lotto riguarderà 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, alla data del 31 dicembre 2020, non avevano ancora scelto una fornitura nel mercato libero.

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

- offerta economica sul parametro β espresso in €/MWh a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA e a fronte del quale i partecipanti si impegnano ad erogare il STG nel lotto indicato;
- aste a doppio turno con aggiudicazione del lotto al ribasso sul parametro β espresso in €/MWh;
- alle offerte presentate a partire dal primo turno di gara, è applicato: un cap, differenziato per area territoriale, e un floor (entrambi ancora non noti).

Per il Gruppo A2A parteciperà alle aste la società A2A Energia S.p.A..

Le condizioni contrattuali applicate ai clienti saranno invariate rispetto a quelle della maggior tutela mentre le condizioni economiche vedranno l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" (determinato dalla ponderazione dei parametri offerti in asta nelle diverse aree).

Da ultimo, si è in attesa del DM MiSE relativo all'Elenco Venditori Elettricità nonché del DM MiSE che definirà le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti domestici e delle microimprese nel mercato libero a far data dal prossimo 1° gennaio 2022.

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

La Delibera 576/2019/R/eel ha aggiornato per il 2020 le componenti RCV e PCV a copertura dei costi di commercializzazione, rispettivamente, per la maggior tutela elettrica e per il mercato libero elettrico. L'impatto complessivo a livello di Gruppo A2A è stato pari a 800.000 euro.

La Delibera 577/2019/R/gas ha aggiornato per il 2020 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio del gas. L'impatto complessivo a livello di Gruppo A2A è stato pari a 4,7 milioni di euro.

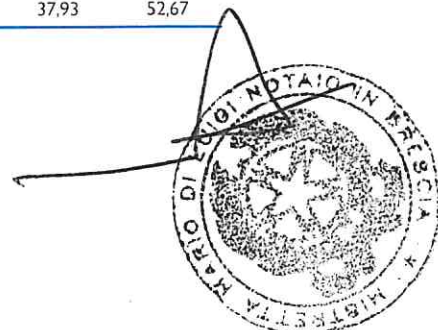
Con le Delibere 603/2020/R/gas e 604/2020/R/eel le componenti QVD, RCV e PCV sono state aggiornate per il 2021. L'impatto stimato a livello di Gruppo A2A è pari a circa -1 milione di euro. In particolare in entrambe le Delibere ARERA ha dichiarato che "non si riscontrano al momento i presupposti per 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	2019	2020	2021
	Unico nazionale	Unico nazionale	Unico nazionale
POD domestici	65,38	65,12	65,44
POD usi diversi	121,84	125,64	124,71

RCV €/POD/anno	2019		2020		2021	
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	26,26	28,97	26,94	29,91	24,42	26,67
POD usi diversi	51,54	76,02	49,44	71,17	47,42	65,83

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	39,77	42,53	41,55	44,10	41,19	42,66
POD usi diversi	71,81	116,30	69,67	101,78	72,00	107,73

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	20,97	23,13	21,55	23,92	19,54	21,34
POD usi diversi	41,15	60,69	39,55	56,94	37,93	52,67



QVD €/POD/anno	2019		2020		2021	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	60,23	0,7946	63,61	0,7946	62,74	0,7946
POD condominio uso domestico < 200.000	79,11	0,7946	83,55	0,7946	82,39	0,7946

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

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

- nel mese di marzo A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, finalizzato a riconoscere l'ulteriore costo fisso connesso ad un tasso di uscita dei clienti verso il mercato libero maggiore rispetto a quanto implicitamente riconosciuto nell'ambito della definizione della componente RCV (PUC 2019), per un importo pari a circa 250.000 euro (liquidato ad ottobre);
- nel mese di aprile A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali di cui al TIV, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla morosità eccedenti l'unpaid ratio già considerato ai fini dell'aggiornamento della componente RCV (COMP 2019), per un importo pari a 1,3 milioni di euro (liquidato a dicembre).

Prescrizione biennale dei consumi di energia elettrica e gas naturale

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

La Legge prevedeva inizialmente che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erranea 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 biennale anche nei casi di accertata responsabilità del cliente, e introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera, in particolar modo quelli preposti all'attività di misura, pur in assenza di un accertamento specifico di colpe o inefficienze del loro operato.

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

Al riguardo si cita la recente chiusura 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.

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 media o alta tensione oppure di soli punti in bassa tensione con oltre 50 dipendenti o con un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro.

A2A Energia S.p.A. è stata selezionata, tramite procedura concorsuale pubblica, per il periodo 1° gennaio 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 MWh.

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

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

- 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;
- la somma dei corrispettivi a copertura dei costi relativi al servizio di dispacciamento (con esclusione dei costi per lo sbilanciamento effettivo e del corrispettivo di non arbitraggio);
 - i corrispettivi a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura e degli oneri e maggiorazioni di sistema definiti da ARERA;
 - il corrispettivo CSAL a copertura degli oneri per la morosità, applicato ai sensi dell'articolo 29, comma 11, del TIV (Testo Integrato della disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e salvaguardia).

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

Con Determina DSAI/65/2018/com l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di A2A Energia S.p.A. volto ad accertare violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici, relativamente alla presunta applicazione di specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione delle fatture in formato cartaceo. La società ha tempestivamente presentato una proposta di impegni che è stata approvata e resa vincolante dalla Delibera 389/2019/S/com, in tal modo chiudendo il relativo procedimento sanzionatorio.

Gli impegni sono stati espletati nel 2020, comportando un esborso pari a circa 2 milioni di euro.

Legge di Bilancio 2020 e gestione del credito

La Legge di Bilancio 2020, all'art. 1 comma 291, prevede che «i gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazioni elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali mancati pagamenti di fatture e si comunica la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a quaranta giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento». Tale norma è stata traspunta nel TIMG e nel TIMOE con la Delibera 219/2020/R/com, che ha impattato sulle performance di gestione del credito prevedendo:

- che la comunicazione al cliente possa essere effettuata esclusivamente con raccomandata con avviso di ricevimento o PEC;
- che la richiesta di sospensione della fornitura per i clienti gas ed elettrici MT/AT possa essere presentata al distributore non prima di 40 giorni solari dalla data di notifica della comunicazione di costituzione in mora;
- che tali tempistiche per i clienti elettrici in BT siano ridotte a 25 giorni solari (l'intervento tecnico di sospensione avverrebbe, comunque, non prima di 40 giorni solari dalla data di notifica).

Tali disposizioni determinano un incremento dell'esposizione finanziaria degli operatori e un peggioramento delle performance e degli indici correlati alla gestione del credito.

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 BU Generazione e Trading.

In relazione alle istanze presentate lo scorso 31 maggio da A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie), con riferimento agli importi di competenza della BU Mercato, pari a 9,4 milioni di euro, lo scorso 31 dicembre CSEA ha liquidato alle singole società il 25% dell'importo spettante, pari a circa 4,7 milioni di 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 ACI (Automobile Club d'Italia) contro la decisione del TAR Lazio che aveva confermato la validità del provvedimento con cui AGCM aveva sanzionato l'operatore per violazione della citata disposizione del Codice del Consumo.

Mobilità elettrica

È in fase di revisione da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il PNIRE (Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica) che definisce le linee guida per lo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica (IdR) dei veicoli elettrici sul territorio nazionale.

Data la 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.

Al fine di facilitare la diffusione dei veicoli elettrici nell'ottica della transizione energetica, con riferimento alle tematiche di propria competenza, l'Autorità ha attivato, nel corso del 2020, due focus group, con l'obiettivo di valutare e approfondire, insieme ai diversi stakeholder, le possibili modifiche alla regolazione per quanto riguarda la ricarica in ambito privato e in ambito pubblico.

Con riferimento alla ricarica in ambito privato, la Delibera 541/2020/R/eel prevede 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 concessa per il periodo 1° luglio 2021 – 31 dicembre 2023.

Per quanto riguarda la ricarica in ambito pubblico, l'articolo 57, comma 12, del DL 16 luglio 2020 (cd. "Decreto Semplificazioni") prevede che *"l'Autorità definisca le tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli, applicabili in ambito privato e in ambito pubblico, in modo da assicurare un costo non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti"*. Sono al momento in corso interlocuzioni tra l'Autorità e MISE per l'implementazione di tale dettato normativo.

Con riferimento all'integrazione tra veicoli elettrici e rete elettrica, tramite la fornitura di servizi, il MISE ha emanato il DM 30 gennaio 2020, con cui ha stabilito criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia "vehicle to grid", che prevede la modalità V2G (scambio di potenza da/verso la rete) e V1G (modulazione del prelievo dalla rete). Il DM stabilisce il riconoscimento di un contributo forfettario a copertura dei costi per i dispositivi e i sistemi di misura necessari per garantire l'interazione tra veicoli elettrici e rete e la possibilità di includere le IdR all'interno delle UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste, di cui al progetto pilota Terna S.p.A. ex Delibera 300/2017/R/eel per l'apertura di MSD a unità non già abilitate), demandando all'Autorità la definizione della regolazione di dettaglio, per la quale sono in corso le attività propedeutiche.

4.3 Business Unit Ambiente

Provvedimenti regolatori adottati a fronte dell'emergenza sanitaria COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sugli operatori del ciclo integrato rifiuti, l'Autorità ha adottato i seguenti provvedimenti:

- la Delibera 59/2020/R/com ha disposto il differimento al 1° luglio 2020 dei termini di applicazione del TITR connessi agli elementi informativi minimi che devono essere garantiti agli utenti e alla trasmissione dei dati da parte dei gestori delle attività operative al gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti;
- la Delibera 75/2020/R/com ha sospeso i termini di pagamento di fatture/avvisi di pagamento emessi/da emettere per le utenze site nei Comuni di cui all'Allegato 1 del DPCM del 1° marzo 2020 con successiva rateizzazione degli importi dovuti e sospensione della morosità;
- la Delibera 102/2020/R/rif ha richiesto informazioni ai gestori e agli Enti Territorialmente Competenti (ETC) relativamente agli eventuali oneri aggiuntivi sostenuti per il servizio;
- la Delibera 158/2020/R/rif ha introdotto dei fattori di rettifica per scontare l'impatto della TARI per le utenze non domestiche le cui attività, per effetto dell'emergenza sanitaria, sono state sospese nonché la previsione di specifiche tutele per le utenze domestiche in stato di disagio economico sociale;
- la Delibera 238/2020/R/rif ha aggiornato il Metodo Tariffario Rifiuti (MTR) già approvato per il periodo 2018-2021, introducendo la possibilità di copertura già nel 2020, attraverso specifiche componenti, sia dei costi straordinari connessi all'emergenza sia della scontistica applicata e prevista dalla Delibera 158/2020/R/rif anche alla luce delle informazioni raccolte a seguito della Delibera 102/2020/R/rif. In seguito, la Delibera 493/2020/R/rif ha prorogato la possibilità di utilizzo di tali componenti anche nel 2021, alla luce del perdurare dell'emergenza.

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

La Delibera 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, compatibilmente con le tempistiche previste per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza è stata prorogata al 30 settembre 2020 per effetto della Legge di conversione del DL n. 34/2020 (c.d. Decreto Rilancio).

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie⁷ 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, la pulizia delle scritte vandaliche, ecc. sono considerate esterne al ciclo integrato dei rifiuti urbani e, quindi, non sottoposte al perimetro di regolazione.

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

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

Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

- 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);

⁷ 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.



- è consentito inserire nella tariffa costi previsionali non ancora consuntivati, fermi restando meccanismi di successive verifiche (componente COL);
- 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 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.

La Delibera 158/2020/R/rif, allo scopo di armonizzare l'applicazione delle agevolazioni a favore delle utenze non domestiche la cui attività è stata sospesa a causa dell'emergenza, ha fissato le riduzioni della parte variabile delle tariffe (distinte in base al periodo di chiusura forzata) secondo il metodo normalizzato ex DPR 158/99. La medesima delibera ha, inoltre introdotto, nelle more di una disciplina organica, la possibilità per gli ETC di prevedere agevolazioni per le utenze domestiche più vulnerabili sotto forma di "bonus sociale". Si segnala che questi sono stati i primi interventi diretti di ARERA sull'articolazione tariffaria lato utenti.

La Delibera 238/2020/R/rif, tenuto conto dell'emergenza sanitaria, ha previsto le seguenti disposizioni integrative di MTR, applicabili discrezionalmente da parte dell'ETC:

- nuove componenti per maggiori/minori costi COVID sostenuti/non sostenuti nel 2020 che entrano nel limite di crescita delle entrate tariffarie;
- una clausola integrativa dei contratti di servizio che impegni il gestore subentrante a corrispondere i conguagli già quantificati ed approvati dall'ETC al gestore uscente;
- la possibilità di rinvio a conguaglio delle componenti a copertura delle scontistiche per le utenze previste dalla Delibera 158/2020/R/rif;
- la possibilità di richiedere a CSEA un'anticipazione sul 2020 delle minori entrate tariffarie connesse alle scontistiche applicate alle utenze non domestiche, da restituire entro il 31 dicembre 2023.

In data 30 dicembre 2019 Amsa S.p.A. e A2A Ambiente S.p.A. hanno, singolarmente e per diverse motivazioni, presentato ricorso al TAR Lombardia verso la Delibera 443/2019/R/rif. A valle dell'udienza di merito tenutasi il 27 maggio 2020, in data 30 giugno il TAR Milano ha depositato le sentenze di rigetto di entrambi i ricorsi.

Con la Delibera 493/2020/R/rif, l'Autorità ha, inoltre, aggiornato il metodo tariffario rifiuti ai fini della predisposizione dei PEF 2021, con riferimento ai valori monetari già previsti nella Delibera 443/2019/R/rif ed estendendo al 2021 alcune delle facoltà introdotte per fronteggiare l'emergenza epidemiologica da COVID-19 con la Delibera 238/2020/R/rif.

Nel 2020 le società del Gruppo hanno provveduto alla redazione dei PEF "grezzi" 2020, per ambito regolato e per singolo affidamento, rettificando ed allocando le voci di costo secondo la nuova metodologia definita da ARERA. I PEF finali 2020, 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 che, in assenza di Enti di Governo dell'Ambito come nel caso della Regione Lombardia, coincidono con l'amministrazione comunale, tenuta a garantire idonei requisiti di terzietà in sede di approvazione.

Tutte le società del Gruppo, che gestiscono circa 300 comuni nel territorio lombardo, hanno trasmesso la documentazione di competenza ai relativi ETC che, per quanto noto, hanno provveduto ad approvare con Delibera del Consiglio Comunale le TARI 2020 e i PEF sottesi. Nella maggior parte dei casi, in presenza di affidamenti conseguiti a valle di procedure di gara, l'ETC si è avvalso dell'applicazione dell'art. 4.5 di MTR preservando eventuali efficienze derivanti da procedure concorsuali ed applicando il valore previsto dai contratti previgenti – se inferiore al valore massimo di MTR – fatto salvo il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Nel corso del secondo semestre 2020, ARERA ha pubblicato le delibere di approvazione dei PEF 2020 ex MTR proposte dal Comune di Milano (gestito da Amsa S.p.A.), dal Comune di Cremona (gestito da Linea Gestioni S.p.A.) e dal Comune di Paderno Dugnano (gestito da Amsa S.p.A. in RTI con Econord S.r.l.), 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.

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

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

Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha promosso ricorso per l'annullamento della deliberazione del Consiglio Comunale del Comune di Varese n. 41 del 24 settembre 2020 recante "Tassa sui rifiuti (TARI). Approvazione piano economico finanziario e determinazione degli importi unitari di tariffa per l'anno 2020 davanti al TAR Lombardia la Delibera n.41 del 24 settembre 2020 di approvazione del PEF 2020" nella misura applicativa del Contratto di servizio di proroga tecnica, chiedendo l'integrazione della maggiore somma dovuta a titolo di corrispettivo per il servizio di igiene urbana reso nel 2020 al Comune di Varese. Il PEF approvato dal Comune in qualità di ETC, oltre a numerose censure di merito e di illegittimità, non garantirebbe infatti l'equilibrio economico finanziario della gestione. 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. Il TAR ha ritenuto che tale danno non è irreparabile stante la perduranza del rapporto contrattuale in essere tra Comune di Varese e Acsm Agam Ambiente S.r.l. e, quindi, integrabile in qualsiasi momento fino a quando durerà il rapporto. Si resta in attesa che venga calendarizzata l'udienza di merito aggiornando la durata contrattuale della proroga attualmente in essere sino al 30 aprile 2021.

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

La Delibera 444/2019/R/rif disciplina gli obblighi di trasparenza verso gli utenti tramite l'istituzione del "Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti" (TITR) per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023 (a causa dell'emergenza COVID, la decorrenza è stata rinviata al 1° luglio 2020). Gli obblighi si applicano al gestore del servizio integrato dei rifiuti (inclusi i Comuni in economia) e al gestore che svolge la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora tali attività siano svolte da soggetti distinti (inclusi i Comuni spesso titolari di tale attività).

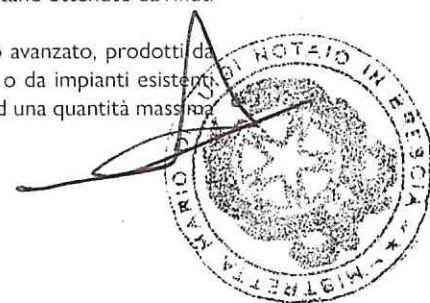
I gestori dovranno attivare tutti gli strumenti necessari per rendere accessibili e comprensibili i documenti e le informazioni agli utenti, tramite la pubblicazione di contenuti informativi minimi obbligatori da rendere disponibili (i.e. inerenti gli aspetti generali di gestione dei servizi operativi,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

Nel corso del 2021, ARERA prevede di integrare la disciplina della qualità con ulteriori disposizioni relative alla qualità contrattuale (ed in parte tecnica) delle prestazioni erogate, nonché con la predisposizione di schemi tipo del contratto di servizio tra enti affidanti e gestori del servizio (cfr. avvio del procedimento con Delibera 362/2020/R/rif). Tali interventi dovrebbero trovare applicazione dal 2022.

Incentivazione del biometano utilizzato nel settore dei trasporti

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

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



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

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

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

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

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

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

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

Al fine di accelerare il processo di transizione verso la decarbonizzazione il DM MiSE 30 dicembre 2020 ha introdotto un incremento delle quote d'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, biocarburanti avanzati e biocarburanti avanzati diversi dal biometano dal 2021, incrementando lo spazio a disposizione per gli investimenti nel settore e compensando i possibili effetti legati alla diminuzione dell'uso di combustibili fossili per autotrazione legata alla situazione contingente. In particolare, nel 2021 l'obbligo di immissione di biocarburanti salirà al 10% e quello dei biocarburanti avanzati al 2% (al 2,5% nel 2022 ed al 3% nel 2023). Il DM ha, inoltre, introdotto una quota minima (0,5% nel 2021 e 0,6% nel 2022) di biocarburanti avanzati diversi dal biometano e ha modificato il metodo di calcolo dell'obbligo tradizionale, definito come differenza tra la percentuale di obbligo complessivo e le percentuali dei tre obblighi avanzati.

End of Waste ovvero cessazione della qualifica di rifiuto

La Sentenza del Consiglio di Stato n. 1229/2018 aveva stabilito che l'art. 184-ter del D.Lgs. 152/2006 non consentiva alle Amministrazioni locali di autorizzare la "cessazione della qualifica di rifiuto" (c.d. End of Waste - EoW) nella modalità "caso per caso", essendo tali criteri necessariamente stabiliti a livello statale o europeo. A valle di tale sentenza, si era creato uno "stallo" normativo ed una rilevante incertezza per gli investimenti nel settore del recupero dei rifiuti, proprio mentre la nuova Direttiva 2018/851 del Pacchetto UE sull'Economia Circolare di fatto riabilitava il c.d. "caso per caso".

Per superare questa impasse, la Legge 128/2019 di conversione del DL "Salva Imprese" all'art. 14 ha riformato la qualifica di "cessazione della qualifica di rifiuto" in coerenza con la Direttiva 2018/851 (recepita nell'ordinamento nazionale con il D.Lgs. 116/2020): secondo la nuova norma, la possibilità del "caso per caso" in procedura ordinaria (ex art. 208 TUA o AIA) in capo alle amministrazioni competenti (Provincia/Regione) viene riabilitata nel rispetto di determinate prescrizioni tecniche e amministrative.

Da evidenziare, tuttavia, che nell'ambito di tali prescrizioni a livello centrale (MATTM) sono stati attribuiti

compiti di accertamento e di controllo, da effettuare col supporto di ISPRA, relativamente al rispetto dei requisiti previsti dalla Direttiva 2018/851 e della conformità con le autorizzazioni rilasciate. Tale previsione, inserita a garanzia del coordinamento centrale delle autorizzazioni rilasciate a livello locale, non elimina il rischio per gli investimenti derivante dalla possibile revoca ex post del titolo.

Dei numerosi regolamenti attesi per la definizione della qualifica EoV nelle diverse filiere di materiali, dopo quello sui PAP (prodotti assorbenti della persona), nel corso del 2020 sono stati pubblicati i Decreti «EoV» per i pneumatici fuori uso (PFU) e per la carta da macero, mentre, tra gli altri, si è in attesa di quello sui rifiuti da costruzione e demolizione previsto per il 2021.

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 per tutti gli Stati membri di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurare il riciclo a partire dalla fine del 2023.

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

Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento del principio della Responsabilità Estesa del Produttore (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.

Le Direttive dovevano essere recepite dai Paesi Membri entro il 5 luglio 2020.

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-quinqies del TUA) che li generano. Su tali flussi viene calcolato il raggiungimento degli obblighi di recupero introdotti dalla Direttiva.

Tale intervento, che potrebbe contribuire a superare la disomogeneità nella definizione dei flussi urbani tra i diversi ambiti territoriali, sembra tuttavia richiedere un ulteriore chiarimento operativo relativo a categorie non univocamente classificabili (ad es. rifiuti da costruzioni e demolizioni, da mense e uffici locate in plessi industriali) ed un eventuale integrazione dell'attuale perimetro delle privative comunali.

I rifiuti speciali sono, invece, elencati all'art. 184, comma 3, del TUA e, in continuità rispetto al passato, annoverano anche quelli derivanti dall'attività di recupero e smaltimento di rifiuti. Cambiano anche alcune definizioni rilevanti per le attività svolte dall'azienda, tra le quali "gestione rifiuti", "recupero di materiali", "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 5 giugno 2020, n. 40 - Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 8 aprile 2020, n. 23, recante misure urgenti in materia di accesso al credito e di adempimenti fiscali per le imprese, di poteri speciali nei settori strategici, nonché interventi in materia di salute e lavoro, di proroga di termini amministrativi e processuali

Questa legge converte il Decreto Legge 8 aprile 2020, n. 23 "DL Liquidità". Oltre alle misure già entrate in vigore l'8 aprile, se ne aggiungono altre tra cui si segnala l'art. 4 bis, che amplia l'elenco dei settori di attività considerati a maggior rischio di infiltrazione mafiosa nel settore degli appalti di lavori, individuate ai sensi dell'art. 1, comma 53, della Legge n. 190/2012 (Disposizioni per la prevenzione e la repressione della corruzione e dell'illegalità nella pubblica amministrazione).

Viene inserita la nuova categoria dei servizi ambientali, che comprende le attività di raccolta, trasporto (sia nazionale che transfrontaliero, anche se svolto per conto di terzi), trattamento e smaltimento dei rifiuti, nonché le attività di risanamento, bonifica e gli altri servizi connessi alla gestione dei rifiuti.

D.Lgs. Governo 9 giugno 2020, n. 47 - Attuazione della Direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 14 marzo 2018, che modifica la Direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, nonché adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/2392 relativo alle attività di trasporto aereo e alla Decisione (UE) 2015/1814 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 6 ottobre 2015 relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato

Il decreto recepisce i contenuti della Direttiva 2018/410/UE, del Regolamento (UE) 2017/2392 e della Decisione (UE) 2015/1814 e opera una riscrittura completa dell'attuale disciplina dello scambio di quote di emissione di gas a effetto serra recata dal D.Lgs. 30/2013, che viene abrogato (fatte salve le disposizioni che continuano ad applicarsi ai fini del completamento delle attività del sistema EU-ETS per il periodo 2013-2020).

D.Lgs. Governo 30 luglio 2020, n. 102

Disposizioni integrative e correttive al D.Lgs. 15 novembre 2017, n. 183, di attuazione della Direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170.

Il D.Lgs. riscrive le regole della Parte V del D.Lgs. 152/2006 sulle emissioni in atmosfera degli impianti di combustione e termici civili, apportando numerosi aggiustamenti alla disciplina, volti a razionalizzare e semplificare le procedure autorizzative, rendere più efficace il sistema dei controlli, revisionare il regime sanzionatorio, correggere alcuni refusi e colmare delle lacune normative contenute nella norma.

Tra le novità si può segnalare:

- la nuova definizione ufficiale di "emissione odorigena", che include sia le emissioni convogliate sia quelle diffuse;
- la disciplina in caso di modifica non sostanziale dello stabilimento;
- l'obbligo di riferire sempre i valori limite di emissione autorizzativi a sostanze specifiche e pertinenti con il ciclo produttivo (mai a categorie aperte o generiche di sostanze);
- chiarimenti sul divieto di autorizzazione generale alle emissioni in caso di uso di sostanze pericolose (rilevano solo le sostanze utilizzate nel ciclo produttivo da cui si originano le emissioni);
- la limitazione delle sostanze più pericolose per la salute nella maggior misura possibile dal punto di vista tecnico e dell'esercizio da sostituire non appena tecnicamente ed economicamente possibile, nei cicli produttivi da cui originano le emissioni;
- alcune sanzioni sono state derubricate da sanzioni penali a sanzioni amministrative.

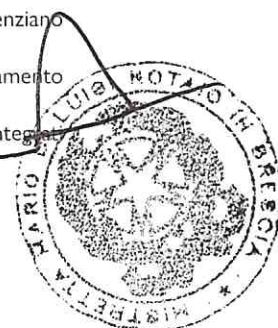
Delibera Giunta Regionale Lombardia del 20 luglio 2020, n. XI/3398

Indirizzi per l'applicazione delle conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (MTD-BAT) per il trattamento dei rifiuti, ai sensi della Direttiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio (notificata con il numero c (2018) 5070), nell'ambito dei procedimenti di riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (A.I.A.).

Con la presente Delibera la Regione Lombardia ha emanato indirizzi per l'applicazione delle conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (MTD-BAT) per il trattamento dei rifiuti nell'ambito dei procedimenti di riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (A.I.A.). L'emanazione di questi indirizzi è dovuta all'opportunità di fornire, a supporto delle autorità competenti e dei gestori delle installazioni A.I.A., elementi di valutazione standard comuni a tutti gli impianti e specifici in funzione della tipologia di impianto valutata, infatti tali indirizzi sono stati creati tramite tavoli di lavoro appositamente composti da enti ed aziende del settore.

Sono poi stati definiti alcuni protocolli di accettazione e gestione dei rifiuti; in particolare si evidenziano (di interesse per gli impianti AMB situati in regione):

- protocollo di accettazione e gestione dei flussi di rifiuti liquidi industriali in un impianto di trattamento chimico-fisico e/o biologico;
- protocollo di accettazione e gestione dei rifiuti in impianti di compostaggio inclusi gli impianti integrati di digestione anaerobica e compostaggio.



Legge Regionale Lombardia del 30 settembre 2020, n. 20

Ulteriori misure di semplificazione e riduzione degli oneri amministrativi per la ripresa socio-economica del territorio lombardo.

La Lombardia ha emanato una serie di semplificazioni normative al fine di incentivare la ripresa economica a seguito dell'emergenza COVID-19. Si segnalano le novità più rilevanti:

- Art. 2 - Misure di ulteriore semplificazione dei procedimenti amministrativi di competenza regionale mediante ricorso alla conferenza di servizi decisoria. Modifiche all'articolo 13 della L.R. 1/2012;
- Art. 4 - Semplificazione dei procedimenti relativi a opere e interventi soggetti a valutazione di impatto ambientale di competenza non statale. Modifiche alla L.R. 6/2010;
- Art. 8 - Promozione dell'economia circolare mediante procedure semplificate di recupero dei rifiuti;
- Art. 12 - Riduzione fino alla metà dei termini di conclusione dei procedimenti ad istanza di parte avviati entro il 2021.

Delibera della Giunta Regionale Lombardia del 23 novembre 2020, n. XI/3903

Approvazione dei valori di fondo naturale nelle acque sotterranee per le sostanze arsenico, ione ammonio, ferro e manganese e dei nuovi valori soglia per le sostanze arsenico e ione ammonio ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera b) del Decreto Legislativo 16 marzo 2009 n. 30 "Attuazione della Direttiva 2006/118/CE relativa alla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento".

La normativa è di potenziale interesse per quanto riguarda le bonifiche di siti contaminati. La Determina è emanata ai sensi del D.Lgs. 30/2009 sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento, secondo il quale le Regioni possono definire valori soglia diversi da quelli previsti a livello nazionale, limitatamente alle sostanze di origine naturale e sulla base dei valori di fondo.

Su questi presupposti la Lombardia ha approvato i valori di fondo naturale per le acque sotterranee per le sostanze arsenico, ione ammonio, ferro e manganese e i nuovi valori soglia per le sostanze arsenico e ione ammonio relativi alle stazioni della rete di monitoraggio delle acque sotterranee gestita da Arpa. Tali valori sono finalizzati a determinare lo stato chimico dei corpi idrici sotterranei.

4.4 Business Unit Reti

Provvedimenti regolatori adottati a fronte dell'emergenza sanitaria COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sui gestori di rete e sui clienti finali, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti specifici, bilanciando le esigenze dei vari stakeholder coinvolti e tenendo conto delle disposizioni normative vigenti pro tempore:

- differimento dei termini degli adempimenti regolatori nei confronti dell'Autorità (tra cui le raccolte dati e lo svolgimento delle procedure di conciliazione). Inoltre, per tener conto delle disposizioni limitative prese a tutela della salute pubblica, l'Autorità ha ampliato l'utilizzo della causale «forza maggiore» anche in ambiti regolatori dove non era precedentemente prevista per giustificare il mancato rispetto di obblighi/standard prestazionali (Delibere 59/2020/R/com e 94/2020/R/com);
- la Delibera 190/2020 ha reso operativa la misura prevista dal DL Rilancio, ossia sconti alle bollette elettriche dei BT Altri Usi (AU) con riferimento ai consumi dei mesi di maggio-giugno-luglio. L'intervento ha riguardato la diminuzione delle componenti fisse delle tariffe di trasporto, distribuzione e misura e degli oneri generali per i BT AU con potenza impegnata > 3 kW per i quali è stata azzerata la quota potenza ed applicata solo una quota fissa di importo maggiorato (fissata convenzionalmente pari alla «vecchia» quota potenza x 3), senza ridurre in alcun modo il servizio effettivo in termini di potenza disponibile. L'impatto della manovra è stato stimato pari a circa 600 milioni di euro a carico del Bilancio dello Stato che provvederà a versare tale importo sul Conto COVID-19 istituito presso la CSEA (pertanto senza alcuna socializzazione tra gli «altri» utenti elettrici). La disposizione ha avuto per i distributori un impatto solo finanziario dato che il vincolo ai ricavi è sempre garantito: la Delibera 311/2020/R/eel ha, infatti, successivamente dato disposizioni alla CSEA per compensare le imprese distributrici per i minori incassi derivanti dalle disposizioni della Delibera 190/2020/R/eel e gli importi sono già stati liquidati;
- la Delibera 190/2020/R/eel ha anche introdotto alcune modifiche alla regolazione relativa ai piani di messa in servizio degli smart metering 2G, sospendendo per il 2020 alcuni meccanismi tariffari (i.e. premi/penali definiti dalle matrici IQI) e di penalizzazione (i.e. performance, avanzamento piano). Tali novità transitorie avranno un impatto limitato sul PMS2 di Unareti S.p.A.;
- la Delibera 395/2020/R/eel ha posticipato al 2022 l'entrata in vigore:
 - a) dei nuovi limiti del fattore di potenza i) in prelievo di energia reattiva, per clienti finali e imprese distributrici in alta e altissima tensione e per imprese distributrici in bassa e media tensione; ii) in immissione di energia reattiva per ogni livello di tensione;
 - b) dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva;
- la Delibera 432/2020/R/com ha definito misure straordinarie in materia di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas, prevedendo interventi relativi:
 - a) al meccanismo premi-penalità per la continuità del servizio (i.e. indicatori di numero e durata delle interruzioni senza preavviso), con il ricalcolo del livello tendenziale 2020⁸;
 - b) alle tempistiche degli interventi programmati nei Piani di Resilienza (i.e. posticipo di un semestre per la conclusione dei soli interventi previsti nel Piano 2019-21);
 - c) alle attività correlate alla regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste elettriche degli edifici (i.e. posticipo di un semestre - al 30 giugno 2023 - per la conclusione della sperimentazione triennale e del censimento dei condomini - al 31 marzo 2023);
 - d) alle clausole di applicabilità della clausola di forza maggiore per i casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale qualora venga comprovata attraverso idonea documentazione il nesso causale tra la misura a cui il distributore ha dovuto conformarsi e il mancato rispetto dello standard qualitativo definito dall'attuale regolazione;
- la Delibera 501/2020/R/gas ha previsto il differimento delle scadenze degli obblighi di messa in servizio dei misuratori in relazione all'emergenza COVID. In particolare:
 - a) imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013: 85% in servizio entro il 2021;
 - b) imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014: 85% in servizio entro il 2022.

8 In particolare, è stato posto pari a quello del 2019 per gli ambiti territoriali con anno target al 2023 e al livello di partenza medio biennale 2018-19 per gli ambiti territoriali con anno target al 2025 o al 2027 (per cui i livelli tendenziali sono rideterminare per l'adesione alla regolazione speciale).



Provvedimenti per la determinazione e l'aggiornamento del WACC nei settori elettrico e gas per il secondo periodo regolatorio (Il PWACC)

La Delibera 380/2020/R/com ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) nei settori elettrico e gas per il secondo periodo di regolazione (Il PWACC) che entrerà in vigore dal 01/01/2022. In particolare, la Delibera ha previsto:

- una durata del II PWACC non inferiore a 4 anni, con almeno un aggiornamento al fine di consentire aggiustamenti del WACC in funzione dell'andamento congiunturale;
- criteri di aggiornamento in sostanziale continuità con quelli già adottati nel I PWACC ai fini della formulazione del real pre-tax WACC, con affinamenti riferiti ad alcuni aspetti specifici, quali la fissazione del livello di gearing, del parametro β e del costo del debito;
- criteri il più possibile dettagliati per la stima del coefficiente β al fine di migliorarne la prevedibilità e ridurre i margini di discrezionalità nella fissazione di tale parametro;
- la conferma nella formula del WACC della componente Country Risk Premium (CRP) per il rischio per Paesi con rating medio-basso;
- approfondimenti per evitare frammentazione nelle tempistiche di aggiornamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas e quella del WACC.

Di seguito si riportano i valori del WACC e dei relativi parametri β^{LEVERED} e gearing validi sia nel sub-periodo 2016-2018 e nel successivo, ad oggi in vigore, 2019-2021.

I PWACC (sub-periodo 2016-2018)					II PWACC (sub-periodo 2019-2021)			
Settori	Gearing	β^{LEVERED} (*)	WACC	Periodo di applicazione	Gearing	β^{LEVERED} (*)	WACC	Periodo di applicazione
Distribuzione e Misura energia elettrica	0,444	0,616	5,6%	2016-2018	0,500	0,686	5,9%	2019-2021
Trasmissione energia elettrica	0,444	0,553	5,3%	2016-2018	0,500	0,616	5,6%	2019-2021
Trasporto gas	0,444	0,575	5,4%	2016-2018	0,500	0,641	5,7%	2020-2021
Distribuzione e Misura gas	0,375	Distribuzione gas 0,630	6,1%	2016-2018	0,444	Distribuzione e misura gas 0,706	Distribuzione e misura gas 6,3%	2020-2021
		Misura gas 0,720	6,6%			Distribuzione gas 0,706 Misura gas 0,807	Distribuzione gas 6,3% Misura gas 6,8%	2019
Stoccaggio	0,444	0,800	6,5%	2016-2018	0,500	0,891	6,7%	2019-2021
Rigassificazione	0,444	0,828	6,6%	2016-2018	0,500	0,922	6,8%	2019-2021

(*) Il β^{LEVERED} è aggiornato in base al valore dei seguenti parametri: β^{ASSET} (aggiornamento del periodo regolatorio tariffario), livello di gearing D/E e aliquota fiscale tc regolazione speciale).

Unbundling funzionale e Brand Unbundling: riconoscimento dei costi sostenuti

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com (TIUF – Testo Integrato Unbundling Funzionale) ha posto in capo al Gestore Indipendente la responsabilità della corretta attuazione della regolazione in materia tra cui l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione rispetto all'impresa di vendita e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita per evitare il rischio di confusione nel cliente finale.

In considerazione di tali novità normative e in accordo con quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del TIUF - che consente la gestione congiunta da parte dell'impresa verticalmente integrata delle attività infrastrutturali svolte in regime di monopolio - è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che gestisce le attività di distribuzione e misura di energia elettrica e del gas.

Solo con la Delibera 562/2020/R/com e a valle di consultazioni ed approfondimenti sulle raccolte dati pre-disposte dagli operatori, l'Autorità ha riconosciuto i costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni

in esame erogando ai distributori del Gruppo A2A un importo pari a 1,1 milioni di euro (la maggior parte dei quali relativi ad Unareti S.p.A.).

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2020 e definitive 2019

La Delibera 127/2020/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2020 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2019 e con un WACC sotteso del 6,3%) mentre la Delibera 107/2020/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2019 (sulla base degli investimenti consuntivi 2018).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2020 milioni di euro	Unareti	ASVT	LD Reti	Gruppo ACSM-AGAM (*)	Totale
Cap. Centralizzato	50	1	11	13	75
RAB Distribuzione	815	11	163	178	1.167
RAB Misura	149	1	27	25	202
Totale	1.014	13	201	216	1.444

(*) Include le seguenti società: LeReti S.p.A., Serenissima Gas S.p.A., Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.

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 effettivamente sostenuti dagli operatori così come rendicontati attraverso specifica raccolta dati.

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)⁹ e tramite un meccanismo basato su istanze individuali da presentare ad ARERA in specifiche finestre temporali. Dopo il riconoscimento dei costi sostenuti negli anni 2011-2016 per effetto della Delibera 537/2019/R/gas, la Delibera 568/2020/R/gas ha riconosciuto i suddetti importi anche per il biennio 2017-2018, liquidando ai distributori interessati del Gruppo A2A un importo complessivo di 4,5 milioni di euro. Con riferimento al 2019 la raccolta dati è stata effettuata a gennaio 2021 e i relativi importi saranno determinati in corso d'anno mentre i costi relativi agli anni 2020-2022 saranno oggetto di raccolte dati inserite nel più ampio processo di aggiornamento tariffario, normalmente svolto nei mesi finali dell'anno.

Infine, 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 macroambito tariffario "Sardegna" e destinato ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente.

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 con cui viene definito 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 vigente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- costi operativi riconosciuti: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi registrati nel 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del price-cap considerando, oltre all'inflazione rilevata nel periodo, anche un X-Factor differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo regolatorio precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti per ogni cluster operatore/densità territorio servito ed un aumento degli X-Factor relativi alla distribuzione e alla commercializzazione, mentre per la misura viene confermato il livello attuale (nel caso di Unareti S.p.A. si passa da 32,79 euro/PDR riconosciuto nel 2019 a 26,55 euro/PDR del 2020);

⁹ Per gli anni 2017, 2018 e 2019 il limite annuo era, rispettivamente, di 5,74 euro/PdRsmart, 5,24 euro/PdRsmart e a 4,74 euro/PdRsmart.



- costi di capitale: revisione del parametro beta ai fini del calcolo del WACC nell'attività di misura che scende al 6,3%, ossia ad un livello pari a quello vigente per l'attività di distribuzione. 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 attualmente non considerato nella definizione delle tariffe.

Ulteriori interventi di interesse hanno contemplato:

- l'adozione di meccanismi di riconoscimento degli investimenti relativi a turbospansioni basati su costi standard che riflettano il costo evitato dell'installazione di espansioni tradizionali. Verrà, inoltre, approfondita la compatibilità dell'attività di produzione di energia elettrica da parte di distributori gas con le previsioni normative in tema di unbundling funzionale;
- il riconoscimento dei costi relativi alle letture di switch: la valorizzazione della singola lettura che eccede il livello del 2018 è pari a 5 euro/lettura switch, in linea con quanto previsto dalla regolazione previgente;
- la conferma degli attuali costi standard validi ai fini della determinazione degli investimenti relativi agli smart meter gas e modifica dei pesi per la ponderazione di tali costi con quelli effettivamente sostenuti dagli operatori (dall'attuale 40 (standard): 60 (effettivi) a 30:70);
- la conferma del riconoscimento a consuntivo, entro i limiti di un cap decrescente nel tempo, dei costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telelettura/telegestione e ai concentratori degli smart meter gas e previsione, nelle more della definizione degli importi da riconoscere ai singoli operatori, di un sistema di acconti calibrati sulla base degli ultimi dati disponibili;
- il riconoscimento a piè di lista dei costi relativi alle verifiche metrologiche previste dalla normativa vigente per il triennio 2020-2022. Nelle more della definizione degli importi puntuali da riconoscere ai singoli operatori, viene istituito un sistema di acconti;
- la valorizzazione degli importi a copertura dei mancati ammortamenti relativi ai misuratori tradizionali di classe fino a G6 dismessi per sostituzione con misuratori elettronici, generati da un disallineamento tra vita utile tariffaria pro-tempore attribuita a tale classe di asset e la vita utile utilizzata per il calcolo delle quote di ammortamento residue di tali misuratori che, in base alla regolazione vigente, continuano ad essere riconosciute in tariffa anche dopo la loro dismissione per sostituzione. Le proposte in materia di modalità operative per la valorizzazione di tali importi sono contenute nel DCO 545/2020/R/gas.

La medesima Delibera di approvazione della nuova RTDG ha avviato anche due procedimenti:

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

Unareti S.p.A. ha impugnato la Delibera 570/2019/R/gas evidenziandone la carenza di istruttoria, a causa della scarsità delle informazioni messe a disposizione in fase di consultazione, e il forte impatto, imprevisto e non adeguatamente giustificato, sull'equilibrio economico-finanziario della società. Attualmente si è in attesa della fissazione dell'udienza.

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 con cui viene definito 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). Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità riguardano la qualità tecnica e sono così sintetizzabili:

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

Per quanto riguarda la qualità commerciale, l'unica differenza di rilievo rispetto alla regolazione vigente riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell'utente.

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

A valle dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, l'Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a determinare i nuovi livelli di partenza e tendenziali per la regolazione incentivante dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per gli anni 2020-2025.

Infine, sempre con riferimento alla regolazione incentivante, si segnala che la Delibera 567/2020/R/gas ha determinato i premi e le penali relativi all'anno 2017, riconoscendo alle società interessate del Gruppo A2A un ammontare complessivamente pari a 3,2 milioni di euro.

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 – RTTG). Le principali novità sono sintetizzate come segue:

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

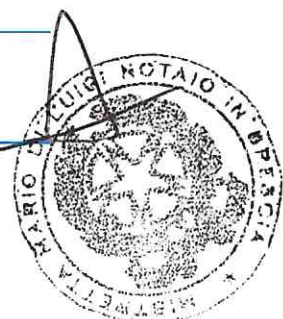
La nuova RTTG ha innovato il calcolo della tariffa passando dal metodo a «matrice» al metodo CWD – Capacity Weighted Distance, intervenendo sulla struttura tariffaria (scompare la componente CRr, dato che i costi totali della rete regionale sono completamente allocati alla componente capacitativa CPU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

La nuova RTTG ha previsto anche una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi finalizzati a garantire, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe fissate dall'Autorità. 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 a cura della CSEA nell'anno successivo rispetto all'anno di riferimento dove i ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

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

A valle della definizione del nuovo quadro regolatorio, la Delibera 180/2020/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2021 mentre quelli del 2020 erano stati approvati dalla Delibera 201/2019/R/gas.

Valore della RAB Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe definitive 2020 e alle tariffe provvisorie 2021 milioni di euro	Tariffe definitive 2020	Tariffe provvisorie 2021
RAB Trasporto	43	45
RAB Misura	2	2
Totale	45	47



Si segnala infine che l'Autorità, con Delibera 539/2020/R/gas ha, tra le altre cose, espresso la propria valutazione in merito ai piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale predisposti dagli operatori relativamente agli anni 2019 e 2020. Con riferimento al piano predisposto da Retragas S.r.l. e relativo agli interventi finalizzati alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento l'Autorità, alla luce di alcune criticità, ha ritenuto opportuno proseguirne la valutazione dell'ambito dei prossimi piani.

Regolazione della qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023

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

Sicurezza:

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

Continuità:

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

Qualità Commerciale:

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

Misura:

- la Delibera 522/2019/R/gas ha avviato un procedimento finalizzato al riassetto dell'attività di misura del gas naturale nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, tuttora in corso.

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, sono stati definiti i 177 "Ambiti Territoriali Minimi - ATEM" (DM 19 gennaio 2011 e DM 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (DM 12 novembre 2011, n. 226, come successivamente integrato e modificato). Sono state, altresì, adottate norme a tutela dell'occupazione dei dipendenti degli operatori coinvolti nel riassetto del settore (DM 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. n. 164/2000 e il DM 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) e alle tempistiche per l'indizione delle gare.

Il DM 22 maggio 2014 ha approvato le Linee Guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il DM 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il DM 226/2011 in modo

da recepire le novità in materia di calcolo del VIR (soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi), l'applicazione delle linee guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sottesi ai progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ambito ed offerti in sede di gara.

Il DL 210/2015 (c.d. Milleproroghe 2016) ha concesso un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti e sono state eliminate le penalizzazioni a carico di quelle inadempienti precedentemente previste.

Il DM 11 gennaio 2017 ha, inoltre, solo parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica (CB) proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i CB eventualmente emessi a fronte di tali progetti e annullati dal GSE nell'anno di riferimento riducano in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi dell'anno successivo. Restano, tuttavia, alcune residue incertezze, tra cui il vincolo di territorialità degli interventi offerti in sede di gara.

Si segnala, infine, che la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel correttivo del Codice degli Appalti, pubblicato in G.U. il 5 maggio 2017, conferma la validità dell'attività svolta finora dalle Stazioni Appaltanti nella produzione della documentazione di gara e resta invariata anche la durata massima di 12 anni degli affidamenti.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, la Delibera 514/2012/R/gas ha predisposto lo schema di contratto di servizio tipo per la regolazione dei rapporti tra enti locali concedenti e gestori del servizio di distribuzione del gas naturale, contratto poi approvato dal MiSE con DM 5 febbraio 2013. Successivamente, con Delibera 571/2014/R/gas, l'Autorità ha proposto una modifica – in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti – a tale schema di contratto di servizio tipo, modifica tuttavia non recepita dal MiSE.

Infine, a valle delle novità introdotte dalla Legge Concorrenza 2017 in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti articolando le disposizioni in materia in due testi integrati contenenti le regole, rispettivamente, per la valutazione del rimborso e per la valutazione del bando di gara.

Si segnala che A2A Reti Gas S.p.A. (oggi Unareti S.p.A.) aveva impugnato le Linee Guida e il DM 20 maggio 2015, n. 106 (TAR Lazio), nonché tutti gli atti della Stazione Appaltante dell'ATEM Milano 1 relativi alla definizione del VIR (TAR Lombardia). Il TAR Lazio, con Sentenza n. 10286 del 14 ottobre 2016, ha respinto tale ricorso ritenendone infondati i motivi. Unareti S.p.A. ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con Sentenza n. 05736/2017 del 5 dicembre 2017, ha rinviato la causa alla Corte di Giustizia Europea chiedendo di verificare la coerenza tra le norme europee e quelle nazionali in merito alla decurtazione - retroattiva - dei contributi pubblici e privati dal valore di rimborso. La Corte di Giustizia Europea, con Sentenza del 21 marzo 2019, ne ha dichiarato la compatibilità e la questione, quindi, è ritornata al Consiglio di Stato che, con la Sentenza 6315 pubblicata il 23 settembre 2019, ha rigettato l'appello proposto dalla Società.

Per quanto riguarda il TAR Lombardia, anche alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato, con ordinanza del 23 dicembre 2017 è stata accolta l'istanza congiunta di rinvio dell'udienza per la discussione del ricorso pendente. L'udienza, prima prevista per il 20 dicembre 2018, è stata posticipata più volte, anche al fine di tener conto dell'esito del giudizio relativo all'aggiudicazione della gara stessa e, attualmente, è fissata al 5 maggio 2021.

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

A fine 2015 sono stati pubblicati i primi bandi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base ATEM. Tra questi, anche quello di Milano 1 - Città e Impianto di Milano dove Unareti S.p.A. era gestore con un importo contrattuale pari a 1.369 milioni di euro per 12 anni. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Gas S.p.A.) in merito all'ammontare del VIR degli impianti a causa del trattamento dei contributi su cui pende il contenzioso sopra richiamato.

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



2i Reti Gas S.p.A. ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia e a fronte di ciò Unareti S.p.A. ha proposto ricorso incidentale, evidenziando l'illegittimità dell'ammissione di 2i Rete Gas S.p.A. alla procedura. Con Sentenza 2598, pubblicata il 5 dicembre 2019, il TAR Lombardia ha accolto entrambi i ricorsi escludendo i concorrenti; a valle dell'impugnazione di tale sentenza da parte di entrambi, il Consiglio di Stato, con Sentenza 05370/2020, pubblicata il 7 settembre 2020, ha sancito la legittimità dell'aggiudicazione da parte di Unareti S.p.A., ritenendo le censure della controparte infondate.

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

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

La sanzione era stata successivamente oggetto di rideterminazione, nella misura di 734.000 euro, con provvedimento dell'Autorità n. 569/2013/S/gas, in ottemperanza alla Sentenza del Consiglio di Stato n. 03007/2011, di annullamento della precedente deliberazione nella parte relativa alla determinazione dell'importo. Il rimborso di 759.000 euro, pari alla differenza tra la sanzione del 2008 e la sanzione rideeterminata nel 2013, è stato erogato lo scorso agosto. Si è in attesa del versamento degli interessi legali maturati dalla data del versamento della sanzione inizialmente determinata fino alla data di restituzione di quanto indebitamente versato (circa 110.000 euro).

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel approva la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC¹⁰. 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 il loro aggiornamento annuale. Il nuovo X-Factor applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semiperiodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semiperiodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (i.e. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammesso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni;
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, in base ad una gradualità di applicazione (tra il 2021 e 2022).

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

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2020 e definitive 2019

La Delibera 162/2020/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2020 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2019) per le

¹⁰ 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).

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

imprese che servono almeno 25.000 POD. Le Delibere 151 e 144/2020/R/eel hanno approvato le tariffe di riferimento definitive 2019 (sulla base degli investimenti a consuntivo 2018), rispettivamente, per gli operatori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD e oltre i 100.000 POD. Per entrambi gli anni il WACC sotteso è pari al 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com con decorrenza 2019).

Valore della RAB Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe provvisorie 2020 milioni di euro	Unareti	LD Reti	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	556	35	12,4	604
RAB Misura	60	3	2,3	65
Totale	616	38	15	669

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

La Delibera 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 applicabili rispettivamente ai clienti non domestici e domestici.

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:

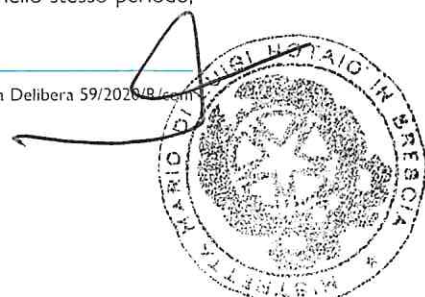
- l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale (pari a 1/3 del premio) in caso di mancato conseguimento;
- la possibilità di richiedere la posticipazione dell'anno target dal 2023 al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di un'apposita Relazione Tecnica che ne compri le motivazioni in considerazione della presenza di criticità strutturali; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

A fine aprile 2020 Unareti S.p.A. ha presentato istanza ad ARERA per partecipare alla regolazione speciale per l'ambito Milano e l'Autorità con la Delibera 431/2020/R/eel ha dato il nulla osta alla partecipazione di Unareti S.p.A. 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 sopra descritta, in aree individuate dai distributori. Nel dettaglio, fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per l'anno 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione attuale ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

Ai fini dell'adesione al meccanismo sono state stabilite precise finestre temporali: entro il 3 giugno 2020¹¹ per applicazione dal 2020 ed entro il 28 febbraio 2021 per applicazione dal 2021. In caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento presentato dal distributore, non viene erogata nessuna premialità mentre è previsto il versamento delle penalità che si sarebbero conseguite nello stesso periodo, in assenza della temporanea deroga concessa alla regolazione ordinaria.

¹¹ Precedente termine del 30 aprile 2020 prorogato con la determinazione 5/2020, ai sensi della Delibera 59/2020/R/com alla luce dell'emergenza da COVID-19.



Infine, sempre con riferimento alla regolazione output-based, si segnala che la Delibera 462/2020/R/gas ha determinato i premi e penali relativi all'anno 2019, riconoscendo alle società interessate del Gruppo A2A una penale netta complessivamente pari a - 3,2 milioni di euro, risultato influenzato dalla penale lorda di 3,7 milioni di euro comminata a Unareti S.p.A. non completamente compensata dai premi attribuiti alla medesima società e alle società del Gruppo A2A interessate, pari complessivamente a 0,5 milioni di euro.

Piani di Resilienza per la rete elettrica

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

La Determina 2/2017 DIEU ha approvato le "Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima" che illustrano la metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete e per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi. Sul tema è intervenuto anche il MISE con un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi che richiedeva ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica l'integrazione dei piani di sviluppo con un'apposita sezione, molto 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) introduce l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici¹² 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) prevede un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

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

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

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

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 2020 Unareti S.p.A. ha provveduto ad inviare ad ARERA il Piano di Sviluppo 2020 al cui interno è stata predisposta la sezione dedicata al Piano Resilienza 2020-2022 che contiene investimenti per oltre 17 milioni di euro. Con la Delibera 500/2020/R/eel sono stati successivamente resi noti l'insieme degli interventi inseriti per la prima volta nei Piani 2020-2022 eleggibili a premio e/o penalità, delle società E-Distribuzione S.p.A., SET Distribuzione S.p.A., Unareti S.p.A., Areti S.p.A., Ireti S.p.A., Servizi a Rete S.r.l. e Azienda Reti Elettriche S.r.l..

Con riferimento ad Unareti S.p.A., sono sette gli interventi inclusi per la prima volta nel Piano, tutti relativi al fattore critico di rischio "ondate di calore" nell'ambito di Milano, per un investimento complessivo pari a circa 3,6 milioni di euro.

Infine, in relazione alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi¹³ e di versamento delle penali, la Delibera ha previsto 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 eleg-

¹² 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.

¹³ Con successiva Delibera 566/2019/R/eel è stato stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.