



Contesto di riferimento

ANDAMENTO DEI MERCATI AZIONARI E DEL TITOLO ACEA

Nel corso del 2024, l'**economia internazionale** ha complessivamente confermato una notevole resilienza, con il GDP eurozona atteso espandersi di circa l'1% e quello US di circa il 3%, nonostante – anche dopo i tagli tassi avviati rispettivamente a giugno dalla BCE e a settembre dalla FED – le politiche monetarie delle principali banche centrali rimangono complessivamente restrittive. Tuttavia, proprio in funzione della resilienza dell'economia e delle recenti tensioni riemerse sulle *commodities* energetiche, la dinamica inflattiva – sebbene in decelerazione rispetto al 2023 – rimane ancora generalmente al di sopra, soprattutto in versione *core*, dei *target* delle banche centrali (3,2% la rilevazione del *core* CPI US di dicembre, e 2,7% quella eurozona), e questo riduce gli spazi per un ulteriore allentamento monetario nel corso del 2025.

Conseguentemente alla resilienza dell'economia, alla risalita, verso fine anno, dei prezzi delle *commodities* energetiche e all'esito delle elezioni presidenziali US, con l'affermazione di Trump che apre a politiche fiscali maggiormente espansive, i **rendimenti obbligazionari** hanno evidenziato un generale aumento nel corso del 2024, soprattutto quelli statunitensi (10y Treasury +69 bps, in area 4,6%). Diversamente, in funzione della minore dinamicità dell'economia e delle prospettive di introduzione di dazi doganali da parte della nuova Amministrazione US, i rendimenti tedeschi hanno mostrato un minor rialzo (+34 bps per il 10y Bund, a quota 2,4% circa). I rendimenti italiani hanno invece chiuso in generalizzato calo (10y BTP -17 bps, al 3,5%), beneficiando di una notevole contrazione degli *spreads* periferici indotta sia dalla citata resilienza dell'economia che dai tagli tassi avviati a giugno da parte della BCE.

In tale contesto, caratterizzato da aspettative di “*soft-landing*” e supportato dall'allentamento monetario avviato dalle principali banche centrali, l'**azionario globale** ha esteso i massimi storici. In termini rettificati per lo stacco e il reinvestimento dei dividendi (*Total Shareholder Return*), lo Euro Stoxx si è apprezzato del 10,2%, a fronte del +25,0% consuntivato dallo S&P 500, con il *benchmark* US che ha beneficiato dell'esposizione ad alcuni titoli del settore tecnologi-

co (Nvidia, in particolare, ha quasi triplicato le quotazioni), trainati dagli sviluppi legati all'intelligenza artificiale.

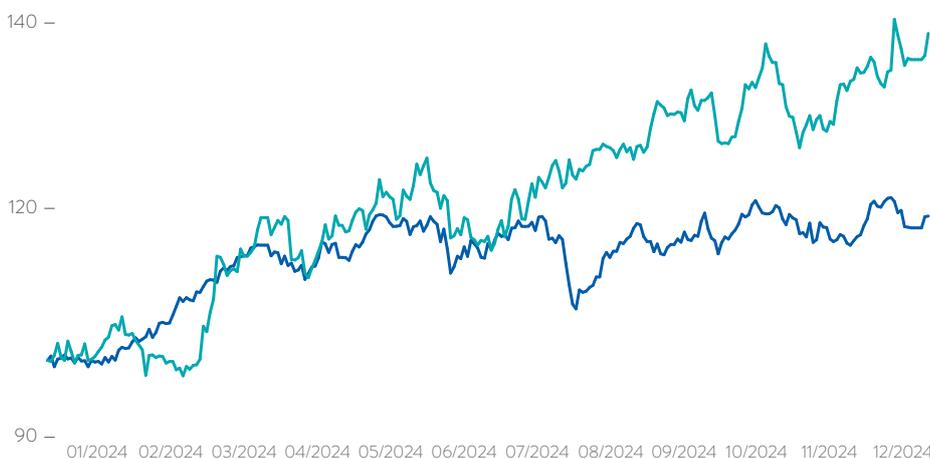
La **dinamica settoriale** dell'azionario eurozona ha riflesso la notevole resilienza dell'economia, in un contesto di rendimenti obbligazionari che si mantengono ai massimi da oltre 10 anni. Conseguentemente, con un rialzo del 32%, il comparto bancario è risultato fra *best performers*, mentre *bond-proxy* e difensivi si sono generalmente collocati dal lato opposto. Il settore *utilities*, in particolare, ha limitato i rialzi al 2,2%, risentendo non soltanto dell'evoluzione dei rendimenti obbligazionari, ma anche delle mutate prospettive relativamente allo sviluppo delle rinnovabili negli US a seguito dell'affermazione di Trump.

In termini invece di **indici nazionali**, l'Ibex 35 spagnolo e il FTSE Mib hanno sovraperformato l'indice generale eurozona con rialzi rispettivamente del 19,4% e del 18,9%, trainati dall'esposizione al settore bancario. Dal lato opposto il CAC 40 francese (invariato) ha risentito delle incertezze connesse al frammentato quadro politico emerso a seguito delle elezioni legislative di fine giugno/inizio luglio.

Acea ha ampiamente sovraperformato l'indice settoriale eurozona e il FTSE Mib, registrando un **rialzo del 42,9%**, essenzialmente indotto dall'aggiornamento del Piano Industriale, dal miglioramento dell'*outlook* da parte di Fitch da “negativo” a “stabile” e da solidi risultati dei nove mesi, con miglioramento della guidance annuale di EBITDA e rapporto D/EBITDA.

Il prezzo di chiusura di Acea al 30 dicembre 2024 (ultima seduta borsistica dell'anno) è stato pari a €18,68, corrispondente ad una capitalizzazione di Borsa di €3.979 milioni. I prezzi di chiusura giornalieri hanno oscillato fra un minimo registrato il 26 febbraio a €13,55 e un massimo di €18,92 registrato il 16 dicembre, con quest'ultimo che rappresenta il nuovo massimo storico rettificato per lo stacco e il reinvestimento dei dividendi.

Lato **valutario**, l'EUR/USD ha registrato una flessione del 6%, sviluppata pressoché interamente nel 4Q2024 a seguito dell'affermazione di Trump, con probabile adozione da parte degli US di politiche fiscali espansive e dazi doganali anche nei confronti delle importazioni dall'eurozona.



TSR 31/12/2024
(rispetto al 27/12/24)

Acea	+42,9%
FTSE Mib	+18,9%

(Fonte Bloomberg, ribasato a 100 al 27/12/2024)

Andamento e variazioni in termini rettificati per lo stacco dei dividendi (Total Shareholder Return)

— ACEA — FTSE MIB

MERCATO ENERGETICO

Relativamente al bilancio elettrico nazionale, la domanda di energia elettrica nel 2024 è stata pari a 312 TWh (dato Terna), in aumento di +2% rispetto al 2023. Tuttavia, togliendo l'apporto del giorno in più a febbraio 2024, l'incremento del carico si riduce a +1,7%.

La produzione di energia, al netto degli autoconsumi e dei consumi da pompaggio (30,9 TWh, +6,2%), è stata pari a 230,1 TWh, in aumento di +2% rispetto al 2023, ed ha coperto il 74% del fabbisogno, mentre l'import ne ha soddisfatto una quota pari al 16% (51 TWh, -0,6%). Nonostante l'incremento di domanda, la fonte termoelettrica (123,6 GWh, -7,6%) è stata in parte scalzata dalle fonti rinnovabili rispetto al 2023, in particolare dal grande apporto idroelettrico (51,6 TWh, +31,2%) soprattutto nella prima metà dell'anno, che ha fatto registrare il record di produzione degli ultimi 10 anni. Anche la produzione fotovoltaica ha consuntivato un incremento rispetto al 2023 (27,6 TWh, +16,1%), mentre le fonti eolica (22 TWh) e geotermica (5,3 GWh) hanno mostrato una riduzione rispetto all'anno precedente (-5,8% e -1,5% rispettivamente).

Il PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel 2024 ha consuntivato un valore medio di 108,52 €/MWh, in riduzione del -15% rispetto al 2023, tuttavia il solo quarto trimestre 2024 ha espresso un valore medio di 127,51 €/MWh, in aumento di +3% rispetto al quarto trimestre 2023 e +7% rispetto al terzo trimestre 2024. Sull'ultimo trimestre, infatti, i prezzi dell'energia elettrica hanno assorbito un importante rialzo delle quotazioni del gas, parallelamente a un maggior utilizzo della più costosa fonte di produzione termoelettrica, per far fronte a un incremento di domanda per effetto meteo e a una parziale flessione della fonte rinnovabile (soprattutto eolica).

Anche sulle altre Borse Europee si sono riscontrati importanti ribassi annuali rispetto al 2023, con la Francia e l'Area Scandinava a far registrare la riduzione maggiore (-40% e -36% rispettivamente), seguite dalla Spagna e dalla Germania (-28% e -18% rispettivamente).

Per quanto concerne il bilancio nazionale di gas naturale, il totale prelevato nel 2024 è stato pari a 61,7 Mld smc (dato Snam Rete Gas) in calo di -2% rispetto al 2023. Depurando il dato dall'effetto distortivo del giorno in più a febbraio 2024, il gap aumenta a -2,3%. In particolare, la distribuzione, comprensiva di residenziali e PMI, ha fatto registrare un consumo di 27,2 Mld smc (+2,3% rispetto a un anno fa), il comparto termoelettrico ha richiesto 20,9 Mld smc di

gas (-0,8%), il comparto industriale ha necessitato di 11,6 Mld smc di gas (+1,5%).

Gli stoccaggi si sono sempre mantenuti vicini ai massimi dello scorso anno (79% al 31 dicembre 2024 contro 81% al 31 dicembre 2023), con una erogazione tra primo e ultimo trimestre leggermente superiore (sono stati erogati 8,5 Mld smc, +6,5%) ed una iniezione in linea con il 2023 (sono stati iniettati 8,3 Mld smc, -0,3%).

Insieme alla domanda si confermano in discesa tutte le fonti di offerta: import da Gasdotti (44 Mld smc, -0,7%), import LNG (14,6 Mld smc, -9,9%) e produzione nazionale (2,8 Mld smc, -1,5%).

I prezzi del gas europeo hanno fatto registrare importanti rialzi nel corso del quarto trimestre per motivi geopolitici e non. Se da un lato, come già detto, le tensioni in Medio Oriente si sono acquisite, dall'altro l'attenzione è tornata prepotentemente sul fronte ucraino, con una serie di escalation militari tra Russia e Ucraina, che facevano il paio con la prospettiva sempre più concreta di uno stop definitivo dopo 50 anni al passaggio di gas russo tramite l'Ucraina, effettivamente realizzatasi allo scadere del 2024.

Sebbene questo non comporti un rischio imminente alla sicurezza del sistema gas europeo, l'equilibrio tra domanda e offerta si fa ancora più fragile, dovendo l'Europa aumentare la propria dipendenza dall'import LNG e contestualmente far fronte a possibili incrementi di domanda, come già avvenuto tra novembre e dicembre, quando temperature più rigide rispetto a quelle eccezionali degli ultimi due anni hanno portato ad un massiccio svuotamento degli stoccaggi europei (-14% di riempimento al 31 dicembre 2024 rispetto a un anno fa).

Il valor medio del TTF nel 2024 è stato pari a 36,32 c€/smc (-16% rispetto al 2023), con il solo quarto trimestre a esprimere una media di 45,33 c€/smc, in aumento di +6% rispetto al quarto trimestre 2023 e in aumento di +21% rispetto al terzo trimestre 2024. Il PSV ha consuntivato nel 2024 un valor medio di 38,46 c€/smc (-14% rispetto all'anno precedente) e di 47,11 c€/smc sul solo quarto trimestre 2024 (+9% rispetto al quarto trimestre 2023 e +16% rispetto al terzo trimestre 2023).

Il differenziale PSV-TTF nel corso del 2024 ha consuntivato in media +2,14 c€/smc, in aumento di +0,4 c€/smc rispetto al valore espresso mediamente nell'anno 2023.

TARIFFE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

L'anno 2024 rappresenta il primo anno del nuovo periodo regolatorio (ROSS) di durata pari ad otto anni (2024-2031) suddiviso in due sotto-periodi.

Le disposizioni normative sono articolate in quattro Testi Integrati: il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT)" Allegato A alla delibera 616/2023/R/eel, "Il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME)" Allegato B alla delibera 616/2023/R/eel, il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC) Allegato C alla delibera 616/2023/R/eel, pubblicati il 29 dicembre 2023 e il "Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS)" allegato alla delibera 163/2023/R/com pubblicata il 20 aprile 2023.

L'ARERA ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbliga-

toria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento).

In data 7 maggio 2024 l'ARERA ha comunicato a mezzo PEC la tariffa di riferimento provvisoria per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per l'anno 2024, successivamente approvata con delibera 206/2024/R/eel del 28 maggio 2024.

Le tariffe obbligatorie per l'anno 2025 sono state pubblicate con delibera 585/2024/R/eel per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici.

Nel nuovo periodo regolatorio (2024-2027) trovano applicazione i criteri ROSS-base con riferimento alle attività di distribuzione e di misura, salvo che per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di smart metering 2G, i quali continueranno ad essere riconosciuti secondo quanto disposto dal PMS2.

Il costo riconosciuto ai fini tariffari comprende:

- (i) la remunerazione e gli ammortamenti degli investimenti realizzati fino alla data di cut-off (anno 2023);



- (ii) la quota fast money (opex);
- (iii) la quota slow money (RAB) sulla quale si calcolano la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti;
- (iv) i costi incomprimibili riconosciuti “on top” (quali ad esempio gli oneri tributari);
- (v) i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nel precedente periodo regolatorio, lasciati alle imprese distributrici nei quattro anni successivi secondo quote decrescenti (50% primo anno, 37,5% secondo, 25% terzo e 12,5% quarto);
- (vi) i recuperi di efficienza conseguiti nel nuovo periodo regolatorio (determinati dal confronto tra la baseline dei costi operativi e i costi operativi effettivi di ciascun anno). Le efficienze del nuovo periodo regolatorio sono lasciate al DSO a seconda dello schema di incentivazione scelto (schema a basso potenziale SBP o schema ad alto potenziale SAP). La scelta del menu incentivante è effettuata ad inizio periodo regolatorio e resta valida per il periodo stesso.

I costi totali sostenuti dall'impresa sono divisi tra quota slow money e quota fast money sulla base di un tasso di capitalizzazione definito dall'ARERA per impresa.

L'ARERA, sulla base delle disposizioni ROSS, riconosce nell'anno t la remunerazione del capitale investito relativo ai cespiti entrati in esercizio nell'anno t-1 e la relativa quota di ammortamento. Si sottolinea che gli investimenti realizzati fino all'anno 2023 continueranno ad essere riconosciuti in continuità di criteri, pertanto l'ammortamento di tali cespiti continuerà ad essere riconosciuto con un lag di due anni.

Nel nuovo sotto-periodo l'ARERA dispone che le tariffe di riferimento sono definite congiuntamente per i servizi di distribuzione e di misura, sono espresse in euro per punto di prelievo servito, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali.

L'ARERA ha pubblicato la delibera 513/2024/R/com con la quale dispone l'aggiornamento dei parametri rilevanti ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale soggetti a revisione per il sub-periodo 2025-2027 ai sensi del TIWACC (Allegato A della deliberazione 614/2021/R/com), e del parametro beta asset, con riferimento ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, stabilendo per l'anno 2025, un tasso di remunerazione del capitale investito pari a 5,6% per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. I contributi di connessione a forfait di ciascuna impresa ed i contributi incassati da Organismi comunitari (ad esempio i contributi da PNRR) continueranno ad essere detratti direttamente dal capitale investito dell'impresa considerandoli al pari di cespiti MT/BT. Tuttavia si sottolinea che, con delibera 617/2023/R/eel del 27 dicembre 2023, l'ARERA ha modificato l'incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici. La premialità è pari al 10% dei contributi pubblici (in luogo del precedente 8,6%) incassati nel corso dell'anno precedente e viene accertata e determinata annualmente dall'Autorità entro il 31 ottobre di ciascun anno dal 2025 al 2028. Le imprese distributrici sono tenute a comunicare l'elenco dei contributi pubblici incassati, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello al quale si riferisce il contributo. Le premialità sono riconosciute in tre rate di uguale entità, salvo diversa e motivata disposizione dell'Autorità in sede di determinazione delle partite economiche, per ragioni di liquidità dei conti o impatto complessivo tariffario.

In data 29 novembre 2023 l'ARERA ha richiesto i dati necessari per la determinazione del tasso di capitalizzazione, della baseline dei costi operativi 2024, la presentazione dell'istanza relativa allo Z-factor e la scelta del menu incentivante (SBP vs SAP). In data 22 dicembre 2023 a mezzo PEC, areti ha inviato all'Autorità quanto richiesto, decidendo di non presentare l'istanza per l'attivazione dello Z-factor non essendo previsti costi incrementali nel 2024 legati

alla transizione energetica e scegliendo lo schema a basso potenziale (X-factor pari a zero e trattenimento delle efficienze pari al 100% il primo anno e al 50% nei tre anni successivi). Si evidenzia che l'istanza dello Z-factor ha validità annuale, è richiesta a preventivo e soggetta a verifica a consuntivo. È prevista altresì la possibilità di richiedere il riconoscimento del parametro Y-factor per eventi imprevedibili ed eccezionali e/o mutamenti del quadro normativo, attivabile ex-post per variazioni almeno pari allo 0,5% della quota fast-money dell'anno di riferimento.

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione e misura avviene sulla base della spesa totale effettiva di ciascun distributore (spesa operativa e spesa di capitale). Il criterio di aggiornamento prevede che:

- la baseline dei costi operativi (utilizzata come confronto con i costi effettivi per determinare la quota di efficienza conseguita nell'anno) sia aggiornata annualmente in base al tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati dall'anno t-1 all'anno t rilevato dall'Istat, secondo i criteri ROSS. La baseline dei costi operativi del 2024 è pari ai costi operativi effettivi (COE) 2022 opportunamente rivalutati per l'anno 2023 e 2024, sulla base dei tassi di inflazione pubblicati con la delibera 616/2023 rispettivamente pari a 6% e 1,9%;
- ai fini della rivalutazione delle immobilizzazioni nette relative a cespiti in esercizio, delle immobilizzazioni in corso e del valore netto dei contributi si considera il tasso di variazione del deflatore calcolato considerando la variazione della media dei quattro trimestri dell'anno t-1 rispetto ai quattro trimestri dell'anno t-2.

Relativamente all'attività di commercializzazione, l'ARERA conferma un'unica tariffa di riferimento che riflette sia i costi relativi alla gestione del servizio di rete sia i costi relativi alla commercializzazione (unica tariffa per impresa omnicomprensiva per il servizio di distribuzione e di commercializzazione).

Sul fronte della tariffa di trasmissione, l'ARERA ha confermato la tariffa binomia (potenza e consumo) per i clienti in alta tensione, e la struttura della tariffa di costo per il servizio di trasmissione verso Terna (CTR) introducendo un corrispettivo anch'esso binomio. La presenza delle due tariffe ha confermato il meccanismo di perequazione.

I meccanismi di perequazione generale dei costi e ricavi di distribuzione e misura per il vigente ciclo regolatorio si articolano in:

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e di misura;
- perequazione dei costi di trasmissione;
- perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

La perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione ha l'obiettivo di perequare il gettito derivante dal confronto tra i ricavi fatturati all'utenza attraverso la tariffa obbligatoria e i ricavi ammessi del distributore, calcolati attraverso la tariffa di riferimento dell'impresa. Per le imprese distributrici soggette ai criteri ROSS sono previsti meccanismi di acconto in relazione alla perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione ed in relazione alla perequazione dei costi di trasmissione.

Il meccanismo di acconti per la perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione è a partecipazione facoltativa, secondo modalità definite dalla Cassa. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t, sono fissati pari al 90% del valore dell'ammontare del saldo di perequazione stimato sulla base della tariffa di riferimento provvisoria dell'anno t e sono erogati in tre rate bimestrali a partire dalla fine del mese di giugno dell'anno t. Il saldo è previsto a 60 giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive.

Con la delibera 616/2023, come già definito nel precedente periodo, l'ARERA conferma che l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è ridotto di un ammontare pari al 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, rilevati a consuntivo nell'anno n-2, qualora il predetto ricavo netto superi lo 0,5% del totale ricavo riconosciuto.

La perequazione dei costi di trasmissione ha l'obiettivo di rendere passante per il distributore il costo riconosciuto a Terna per il servizio di trasmissione (CTR) con quanto versato dai clienti finali attraverso la tariffa obbligatoria di trasmissione (TRAS). Il meccanismo di acconti per i costi del servizio di trasmissione è a partecipazione obbligatoria. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t, sono fissati pari al 80% del valore dell'ammontare di perequazione definito in relazione alla tariffa per l'anno t-1 e sono erogati, nell'anno t in sei rate bimestrali. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno t+1.

PERDITE DI RETE

L'Autorità ha pubblicato la delibera 117/2022/R/eel con la quale perfeziona la disciplina inerente alla regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023, confermando la volontà anticipata nel DCO 602/2021/R/eel di prevedere un percorso di efficientamento delle perdite commerciali rendendolo però più cautelativo, con una riduzione del 4% sia per il 2022 che per il 2023 che porta le percentuali rispettivamente all':

- 1,77% nella zona Centro per il 2022;
- 1,72% nella zona Centro per il 2023.

Viene introdotto un meccanismo di controllo sul prezzo da utilizzare per la valorizzazione del delta perdite in ciascun anno del biennio e, per il solo 2022, prevede una clausola di garanzia a tutela delle imprese distributrici che riconosca una perequazione pari al massimo fra zero e il risultato che si otterrebbe utilizzando i fattori percentuali convenzionali di perdita applicati per il triennio 2019-2021, nel caso in cui il risultato economico complessivo pari alla differenza fra il saldo di perequazione e i ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT sia positivo (posizione netta debitoria).

L'Autorità estende inoltre il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" anche agli anni 2022 e 2023. Il fattore percentuale convenzionale di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione è infine fissato, a decorrere dal 1° gennaio 2023, al 10%.

Con delibera 336/2023/R/eel l'Autorità ha dato avvio al procedimento per la riforma della disciplina del settlement elettrico e delle perdite di rete, a cui segue il documento per la consultazione 377/2023/R/eel che reca gli orientamenti dell'Autorità in materia di superamento della disciplina del load profiling e di modalità di approvvigionamento dell'energia "residuale", con scadenza per l'invio delle osservazioni prevista il 25 settembre 2023. Il documento per la consultazione prospetta il seguente scenario:

- entro il 31 luglio 2024 è prevista la definizione del quadro regolatorio della nuova disciplina del settlement e delle perdite di rete, attraverso il perseguimento dei seguenti obiettivi:
 - superamento dell'attuale meccanismo di load profiling e ridefinizione delle modalità di determinazione e approvvigionamento dell'energia "residuale";
 - unificazione dei dati di misura funzionali al settlement e regolazione delle perdite di rete e semplificazione degli obblighi informativi;

- revisione dell'attuale meccanismo di perequazione delle perdite nell'ottica di definire una disciplina più aderente alle reali performance delle singole imprese;
- tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento con la conseguente riduzione degli oneri finanziari in capo ai diversi attori del sistema e delle garanzie;
- entro il 31 dicembre 2025 è prevista la definizione delle tempistiche e le modalità di integrazione nel SII di quanto disposto dalla nuova disciplina.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 584/2023 con cui estende fino al 2024 la regolazione vigente nel 2023 ed in particolare:

- la disciplina della perequazione delle perdite di rete prevista ai sensi del TIV per il biennio 2022-2023;
- i fattori convenzionali di perdita ai fini perequativi stabiliti nel TIV per l'anno 2023;
- i fattori convenzionali di perdita applicati per l'anno 2023 all'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIS.

Con specifico riferimento alle situazioni marginali, il meccanismo di reintegrazione di tali perdite viene confermato nel 2024 prevedendo la presentazione dell'istanza a maggio 2025 con riferimento al triennio 2022-2024.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 535/24 con cui modifica/integra la vigente disciplina del load profiling e delle perdite di rete per garantire la corretta applicazione della regolazione vigente anche per l'anno 2025 nelle more dell'applicazione della nuova disciplina con decorrenza 2026.

CONTINUITÀ DEL SERVIZIO

Con il Testo Integrato della regolazione output-based in vigore dal 1° gennaio 2020, l'Autorità ha introdotto la possibilità per i DSO di presentare esperimenti regolatori per il miglioramento della qualità del servizio in ambiti particolarmente critici. Peculiarità di tali esperimenti è la sospensione delle penali per il periodo di sperimentazione e la loro mancata applicazione retroattiva in caso di raggiungimento dei livelli obiettivo degli indicatori di numero e di durata delle interruzioni senza preavviso, fissati dalla normativa vigente.

In tale contesto, areti ha presentato la propria proposta, declinando un percorso di miglioramento degli indicatori di qualità tecnica differente da quello definito dalla regolazione ordinaria. Tale proposta è stata approvata dall'Autorità con determina 20/2020 del 20 novembre 2020. Il provvedimento ha rimandato al 2024 il calcolo dei premi e delle penali per l'intero quadriennio 2020-2023 e prevede l'attivazione di un meccanismo di premialità aggiuntivo in caso di raggiungimento del target proposto al 2023 e di conseguimento di livelli annuali effettivi migliori rispetto a quelli proposti nella sperimentazione. Il premio complessivamente ottenuto non può essere maggiore di quello conseguibile a regolazione ordinaria e in caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento indicato, areti dovrà versare le eventuali penali che avrebbe conseguito nel quadriennio, in assenza della deroga.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 485/2023 con cui definisce premi e penalità relativi alla continuità del servizio per l'anno 2022. areti non compare nella lista in quanto è in esperimento regolatorio ed è stata pertanto valutata nel 2024 al termine del quadriennio di sperimentazione 2020-2023.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 588/2024, contenente la determinazione delle partite economiche relative agli esperimenti rego-



latori in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo 2020-2023, secondo la quale areti al 31 dicembre 2024, a causa del mancato raggiungimento dei livelli obiettivo, risulta tenuta al pagamento di una penale nella misura di 6,4 milioni euro. Nel mese di gennaio 2025 tale penale è stata interamente pagata.

L'Autorità ha pubblicato la determina 2/2024 - DINE con cui ha approvato le istruzioni tecniche per la registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027.

PIANO DI SVILUPPO E RESILIENZA

Nel Piano di sviluppo i distributori sono tenuti a prevedere una apposita sezione contenente il piano di resilienza, che include gli interventi di rete finalizzati ad incrementare la resilienza del sistema elettrico a seguito di eventi meteorologici severi e persistenti.

È stato approvato con delibera 500/2020/R/eel il Piano di Resilienza 2020-2022, inclusivo della consuntivazione degli interventi conclusi nel 2019: per tali interventi con delibera 563/2020/R/eel è stato riconosciuto alla Società il premio di circa €3,1 milioni.

Con delibera 536/2021 l'Autorità ha approvato il piano 2021-2023 e con delibera 537/2021/R/eel sono stati determinati i premi e le penalità relativi agli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica conclusi nel 2020 (per areti l'importo della premialità di resilienza 2020 è pari a €5,3 milioni che CSEA ha versato alla Società a fine 2021).

L'Autorità ha pubblicato la delibera 121/2022/R/eel che prevede un nuovo processo per la predisposizione dei piani di sviluppo. In particolare, ha sospeso, per l'anno 2022, la scadenza del 30 giugno prevista per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, nelle more della successiva definizione delle tempistiche più opportune, per tenere conto delle nuove disposizioni introdotte dall'art. 23, comma 5, del Decreto Legislativo 210/21 e per consentire che la preparazione dei piani tenga opportunamente conto delle informazioni di scenario che rese disponibili da Snam e Terna entro il 31 luglio 2022. Resta confermata la scadenza del 30 giugno per l'invio del Piano di Resilienza aggiornato ai sensi dell'art. 78.3 del TIQE.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 722/2022/R/eel con cui stabilisce i premi relativi agli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica conclusi nel 2021, che per areti ammontano a €8.588.073,13 (incassati da areti in data 13/01/2023).

I distributori con almeno 100.000 punti di prelievo presentano con cadenza annuale, entro il 30 giugno, il Piano di Sviluppo della rete. Dopo la sospensione di tale adempimento per l'anno 2022, l'Autorità ha maturato l'idea di una evoluzione dei contenuti dei PdS, anche in recepimento degli orientamenti comunitari in materia di promozione dell'energia da fonti rinnovabili, pertanto, ha pubblicato il documento per la consultazione 173/2023/R/eel che illustra gli orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni per la consultazione e la predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione.

Con il DCO 173/2023, nel posticipare la scadenza di presentazione dei Piani di Sviluppo, l'Autorità ha proposto ai distributori nuovi contenuti e metodologie per la redazione dei Piani 2023.

Successivamente l'Autorità ha pubblicato la delibera 296/2023 con cui ha definito le tempistiche per l'elaborazione e la consulta-

zione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione nonché introdurre alcuni primi requisiti per la loro preparazione, nelle more di ulteriori disposizioni. In particolare, i distributori con almeno 100.000 clienti finali sono tenuti a presentare all'Autorità lo schema del Piano di Sviluppo 2023 entro il 30 settembre 2023 e contestualmente avviare la consultazione pubblica della durata di almeno 30 giorni, come fatto da areti in data 2 settembre 2023 con pubblicazione del documento sul proprio sito internet. In esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice presenta il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie controservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate. A partire dall'anno 2025 ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari, contestualmente avvia una consultazione pubblica sullo schema del proprio Piano di Sviluppo, della durata di almeno 42 giorni. In esito alla consultazione, presenta il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 giugno di ogni anno dispari, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 422/2023 con cui stabilisce i premi relativi agli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica conclusi nel 2022. L'importo del premio netto di resilienza 2022 pari a €5.635.481,55 è stato versato da CSEA ad areti in data 13 novembre 2023.

Con delibera 617/2023, che segue il DCO 173/2023, l'Autorità ha adottato il testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica 2024-2027 (TIQD) e la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura (TIQC 2024), stabilendo inoltre il nuovo meccanismo di premialità per benefici associati agli interventi di sviluppo della rete, che prevede:

- nuovo meccanismo di incentivazione solo premiante: per l'anno 2024, su istanza dell'impresa distributrice da presentare entro il 28 febbraio 2024, con limite all'ammontare di investimenti ammissibili pari al 15% della spesa di investimento prevista per l'anno 2024 nel piano di sviluppo dell'anno 2023 (sono esclusi dal meccanismo gli interventi già inseriti nel meccanismo premiale della resilienza); la premialità prevista è pari a due annualità di beneficio (lordo) atteso, per il periodo 2025-2027; per l'anno 2025, su istanza dell'impresa distributrice da presentare entro il 30 giugno 2025, con eventuali limiti alla spesa di investimento attesa ammissibile ancora da fissare;
- consuntivazione entro il 31 marzo di ciascun anno a partire dal 2026 con riferimento al 31 dicembre dell'anno precedente (negli anni dispari la rendicontazione è effettuata in sede di trasmissione dello schema di piano di sviluppo precedente la relativa consultazione pubblica) con determinazione delle premialità da parte dell'Autorità entro il 30 settembre, eventualmente in più rate annuali fino a un massimo di tre rate;
- estensione delle categorie di beneficio eleggibili a premialità, con alcune disposizioni di prima applicazione, ferme restando che ci possano essere ulteriori evoluzioni sia delle caratteristiche del futuro meccanismo incentivante, sia metodologiche in esito a interlocuzioni con le imprese distributrici.

L'Autorità, facendo seguito alla consultazione 239/2024/R/com avente ad oggetto gli orientamenti circa i requisiti minimi per l'elaborazione dei Piani di Sviluppo della trasmissione, trasporto e distribuzione di energia elettrica e per la definizione di ipotesi di scenario

per i piani di sviluppo delle reti di distribuzione, ha pubblicato la delibera 392/2024/R/eel relativa alle Disposizioni in materia di scenari dei Piani di sviluppo delle reti energetiche. Le novità più significative introdotte con il provvedimento riguardano: una nuova scadenza per le edizioni dei documenti di descrizione degli scenari; una nuova attività di raccolta di informazioni da parte degli utenti attuali e potenziali delle reti; un processo per una discussione di lunghissimo termine sull'evoluzione del sistema energetico.

PROGETTO “CONTATORI DIGITALI 2G”

Con riferimento al PMS2 di areti, l'ARERA ha approvato con delibera 293/2020/R/eel, fissando la data di avvio del PMS2 di areti al 1° gennaio 2020 e ammettendo gli investimenti relativi al sistema di smart metering 2G di areti al regime specifico di riconoscimento dei costi di capitale, a partire dalla medesima data. Il recente contesto mondiale che riflette le criticità legate all'emergenza pandemica nonché alla guerra in Ucraina, è tale da non garantire continuità nelle forniture necessarie al rispetto delle previsioni di piano. Per tale motivo, con PEC del 15 giugno 2022 areti ha evidenziato all'Autorità alcune criticità derivanti dallo shortage dei misuratori 2G che determina un rallentamento nell'esecuzione del piano di sostituzione massiva e l'assenza di una prospettiva chiara circa il numero di misuratori 2G che il fornitore è in grado di garantire nonché di un set informativo utile alla revisione del PMS2 ai sensi all'art. 6.2 della delibera 306/2019.

Con la delibera **601/2022/R/eel** l'Autorità ha introdotto modifiche transitorie alle disposizioni in materia di messa in servizio dei misuratori 2G di energia elettrica in BT definite con la delibera 306/2019/R/eel nonché alcune disposizioni in materia di informazione ai clienti finali previste dalla deliberazione 105/2021/R/eel. Gli aspetti più rilevanti di tale provvedimento sono la sospensione per l'anno 2022 delle penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per mancato rispetto dei livelli attesi di performance e la sterilizzazione degli effetti derivanti dalle quantità di misuratori 2G dell'anno 2022 previste ed effettive, dal calcolo della percentuale di avanzamento del piano, ai fini delle verifiche di avanzamento cumulato previsto dal PMS2 negli anni successivi.

L'Autorità ha pubblicato infine la delibera **724/22** che aggiorna le Direttive 2G per il triennio 2023-2025 prevedendo, in particolare, l'estensione a 4 anni del periodo di monitoraggio delle performance dei sistemi di smart metering 2G, con l'attivazione delle penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2. Il medesimo provvedimento introduce inoltre un meccanismo premiante in caso di superamento del 105% del numero cumulato di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, da applicare qualora tale accelerazione sia realizzata in presenza di contributi pubblici di qualunque natura.

Nel mese di marzo 2023 areti ha ricevuto la Comunicazione Risultanze Istruttorie da parte dell'Autorità che riguarda la consuntivazione della spesa di capitale sostenuta nell'anno 2021 per investimenti in sistemi di smart metering 2G (sistemi centrali e concentratori + misuratori). Tali importi concorrono alla determinazione della tariffa di riferimento di misura definitiva per l'anno 2022.

SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA PER LA SUCCESSIVA IMMISSIONE IN RETE

L'Autorità ha pubblicato la delibera 109/2021/R/eel – che fa seguito al documento di consultazione 345/2019 – con la quale definisce le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo. L'obiettivo prioritario del provvedimento è quello di uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete ed estendere la predetta regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi. La delibera ha stabilito che dal 1° gennaio 2022, su istanza del produttore, l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento.

L'ARERA ha pubblicato la delibera 560/2021/R/eel con la quale ha posticipato al 1° gennaio 2023, anziché al 1° gennaio 2022, l'applicazione della disciplina dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per gli accumuli elettrochimici di cui alla delibera 109/2021/R/eel, previa presentazione di apposita istanza da parte del produttore o dal soggetto richiedente la connessione al gestore della rete secondo il modello previsto dalla determina DMEA 5/2022.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 472/22 con cui integra la regolazione introdotta dalla delibera 109/21 in materia di servizi ausiliari e sistemi di accumulo, definendo i propri orientamenti in materia di:

- determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo;
- rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete attraverso un coefficiente di partizione;
- definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica.

L'Autorità ha pubblicato la delibera **142/2023/R/eel** che aggiorna il TIS e il TIME affinché i venditori, da un lato, e le imprese distributrici e Terna, dall'altro, possano correttamente valorizzare l'energia elettrica prelevata dalle configurazioni impiantistiche che accedono alla nuova disciplina introdotta con la deliberazione 109/2021/R/eel. A tal fine con la presente delibera l'Autorità ha disciplinato le modalità di trasmissione dei dati relativi all'energia elettrica prelevata per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e dell'energia elettrica prelevata e a successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo e l'energia prelevata netta.

Con delibera **596/2023/R/eel** l'Autorità, considerando le criticità riscontrate al fine di completare la procedura per l'accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel (con particolare riferimento alle attività correlate alla registrazione nell'anagrafica GAUDI e all'abilitazione delle UP e/o UPSA), ha disposto:

- a. la proroga di un anno (fino a fine 2024) della disciplina regolatoria attualmente prevista dall'articolo 16 del TIT 2020-2023;
- b. la costituzione presso Terna di un tavolo tecnico, convocato con



frequenza almeno mensile, a cui partecipano gli stakeholder interessati, al fine di discutere le criticità operative;

- c. l'invio da parte di Terna di report mensili ad ARERA per rendicontare quanto emerso dal tavolo tecnico e le soluzioni individuate, nonché in merito allo stato di aggiornamento del sistema GAUDI e, a livello aggregato, allo stato di avanzamento delle pratiche presentate dagli operatori.

Con delibera 585/2024/R/eel l'Autorità integra e modifica la delibera 109/2021 definendo maggiormente le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo.

AUTOCONSUMO COLLETTIVO E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

Con delibera del 30 gennaio 2024, l'Autorità ha pubblicato un provvedimento che modifica il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) e verifica positivamente le Regole Tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici SpA (GSE).

MOBILITÀ ELETTRICA

Con la delibera **541/2020/R/eel**, integrata dalla delibera 160/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione nazionale rivolta ai clienti BT, finalizzata a facilitare l'installazione di ricariche *e-car* in ambito privato.

L'adesione è volontaria e gratuita e l'accesso è subordinato al rispetto di alcune condizioni:

- deve trattarsi di un cliente BT con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 4,5 kW e non inferiore a 2 kW;
- il POD deve essere dotato di misuratore telegestito 1G o 2G. In questo secondo caso, le fasce multiorarie eventualmente imposte dal venditore devono consentire l'identificazione dei prelievi effettuati in fascia notturna e festiva;
- al misuratore deve essere elettricamente connesso un dispositivo di ricarica almeno in grado di:
 - misurare e registrare la potenza attiva di ricarica e trasmettere tale dato ad un soggetto esterno (es. un aggregatore);
 - ridurre/incrementare o ripristinare la potenza massima di ricarica;
- il cliente deve fornire il proprio consenso a verifiche e controlli anche presso la propria abitazione ed è tenuto a comunicare tempestivamente ogni variazione impiantistica o contrattuale intervenuta durante la sperimentazione.

L'applicazione della sperimentazione, inizialmente prevista dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2023, è stata prorogata al 31 dicembre 2024 con delibera **634/2023/R/eel**, che rappresenta un primo esito della consultazione 540/2023/R/eel. La delibera dispone tre interventi ritenuti urgenti in tema di mobilità elettrica: una revisione graduale della disciplina BTVE dal 2025, la conferma a proseguire con della sperimentazione 541/2020 e costituire tavoli tecnici.

Con determina 2/2024 ARERA ha inteso coordinare le attività legate ai temi della decarbonizzazione dei consumi/mobilità elettrica e allo sviluppo della filiera dell'idrogeno e dei gas rinnovabili. In particolare, ARERA ha previsto che vengano svolte, con riguardo ai temi della decarbonizzazione dei consumi/mobilità elettrica, le seguenti attività:

- istituzione di Focus group per la mobilità elettrica previsti dalla deliberazione 634/2023/R/eel;
- anche avvalendosi della collaborazione di centri di ricerca esterni all'Autorità, raccolta ed analisi dei dati utili per aggiornare e/o integrare le ricognizioni già avviate in merito all'evoluzione delle tecnologie e dei mercati di rilievo nel settore della mobilità elettrica;
- partecipazione a tavoli tecnici eventualmente costituiti da altre Pubbliche Amministrazioni afferenti ai temi della mobilità elettrica;
- supporto per la predisposizione degli schemi di provvedimenti previsti dalla deliberazione 634/2023/R/eel;
- predisposizione di schemi di rapporti, quali quelli richiesti dal Regolamento AFIR;
- presentazione di una sintetica relazione semestrale dell'attività svolta al Direttore di divisione.

Con la delibera **352/2021/R/eel** l'Autorità ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali predisposti dai gestori della distribuzione e per la relativa remunerazione. La sperimentazione tiene conto delle definizioni e dei principi generali già presenti nel quadro normativo europeo e serve anche al fine di raccogliere informazioni utili per possibili contributi al dibattito europeo. In tale contesto regolatorio, areti ha sviluppato il progetto RomeFlex (Reshaping Operational Methods to run grid FLEXibility) che consente di realizzare un Mercato della flessibilità locale su alcune aree del territorio della città di Roma. A tal fine, in data 22 dicembre 2022, areti ha avviato la consultazione pubblica (scadenza 31 gennaio 2023) dello Schema di Regolamento secondo cui sarà condotta la proposta progettuale RomeFlex. Con la delibera 372/2023/R/eel l'Autorità ha approvato il progetto pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali proposto dalla società areti per l'anno 2024, nell'ambito del percorso disciplinato dalla deliberazione 352/2021/R/eel, nonché la documentazione proposta dal GME e necessaria allo scopo.

Con delibera **420/2023** l'Autorità ha approvato i corrispettivi proposti dal GME, di cui all'art. 7 del Regolamento del Mercato Locale della Flessibilità approvato con deliberazione 372/2023/R/eel. Il GME continuerà a svolgere il ruolo di controparte centrale nei mercati elettrici ivi incluso quello della flessibilità locale. I valori approvati sono stati fissati in modo da incentivare la partecipazione degli operatori e la crescita della liquidità sul MLF nelle sue fasi iniziali (prima fase di selezione di risorse in cui sarà operativo solo il mercato a termine corrispondente al periodo gennaio-aprile 2024). L'Autorità ha pubblicato la delibera **121/2024/R/eel** con la quale ha approvato le modifiche richieste al progetto RomeFlex ossia l'introduzione del mercato a pronti e rimodulazione della remunerazione dei servizi tra capacità e energia. Con la delibera 121/2024 l'Autorità ribadisce il budget areti 2024 pari a €5 milioni per servizi ai BSP, specificando che: "...i corrispettivi corrisposti da areti al GME per le transazioni effettuate sul MLF siano inseriti tra i costi per la remunerazione delle risorse di flessibilità posti a carico, ai sensi della deliberazione 372/2023/R/eel, del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera I), del TIRPI".

IL MERCATO DEL WASTE MANAGEMENT

Il contesto di mercato in ambito Waste Management, data l'attuale situazione di produzione e capacità di trattamento dei rifiuti nelle aree di tradizionale operatività del Gruppo Acea e in quelle limitrofe, evidenzia una "domanda potenziale" (smaltimento in discarica, termovalorizzazione, compostaggio e produzione di biogas, tratta-

mento di fanghi e rifiuti liquidi, riciclaggio di materiali misti e produzione di Materie Prime Seconde) elevata. Questa è favorita da un quadro regolatorio nazionale che prevede forme incentivanti e dal supporto normativo delle direttive europee in tema di recupero di materia e di energia, oltre che dall'implementazione delle indicazioni politiche dell'Unione Europea sull'economia circolare (*closing the loop*), in corso di implementazione sul territorio nazionale in virtù di una legge delega che ha attribuito al Governo l'obbligo di aggiornamento della normativa ambientale adeguandola ai nuovi standard comunitari.

Si evidenziano, pertanto, opportunità di sviluppo del settore, agevolate anche dalla disponibilità di nuove tecnologie (ad esempio nel compostaggio) e da possibili forme di integrazione industriali con altri operatori.

Infine, l'ampliamento delle potenzialità di smaltimento/recupero dei fanghi da depurazione – nell'ambito dei servizi ambientali a valore aggiunto (trattamento fanghi, compost) – potrebbe portare al completamento dell'integrazione con il business Idrico, in vista di una completa gestione in house dell'intera filiera.

REGOLAZIONE IDRICA

Con la delibera **639/2023/R/idr** del 28 dicembre 2023, l'Autorità definisce il Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (c.d. MTI-4). L'adozione del MTI-4 avviene nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 64/2023/R/idr (che ha indicato altresì il valore del costo medio di settore della fornitura elettrica per l'anno 2022, pari a 0,2855 €/kWh) e seguito da due consultazioni (DCO 442/2023/R/idr e DCO 543/2023/R/idr). Con comunicato del 12 marzo 2024, ARERA ha inoltre stabilito il costo medio di settore della fornitura elettrica relativo al 2023, pari a 0,2436 €/kWh. Anche per MTI-4, l'Autorità, con l'obiettivo di garantire stabilità e continuità del quadro regolatorio vigente, conferma l'approccio metodologico adottato nei precedenti periodi regolatori. Si riportano di seguito le tematiche di maggiore rilievo del nuovo metodo:

- allungamento della durata del periodo regolatorio da quattro a sei anni con due aggiornamenti biennali delle predisposizioni tariffarie (entro il 30 aprile 2026 ed il 30 aprile 2028) ed eventuale revisione infra-periodo su istanza motivata dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) per circostanze straordinarie;
- aggiornamento dei parametri sottostanti la matrice di schemi regolatori con conseguente incremento dei valori massimi ammissibili (da attribuire primariamente all'inflazione) compresi tra il 5,95% (Schema II pari precedentemente a 3,7%) e 9,95% (Schema VI pari precedentemente a 8,5%);
- oneri finanziari e fiscali del Gestore del servizio idrico integrato: l'Autorità conferma un sostanziale allineamento ai valori degli altri settori regolati, definendo un valore complessivo di 6,13% (4,8% in MTI-3);
- costi per l'energia elettrica: il riconoscimento in tariffa del costo per l'acquisto di energia elettrica sostenuto nell'anno (a-2) valorizza anche l'autoproduzione e gli sforzi del gestore per il contenimento dei consumi a parità di condizioni impiantistiche e di perimetro; tale valore è da considerarsi come tetto massimo essendo comunque possibile quantificare un valore inferiore, al fine di anticipare almeno in parte gli effetti del possibile trend di diminuzione del costo dell'energia elettrica. In sede di conguaglio, il Metodo prevede (tranne che per gli anni 2024 e 2025 in cui è confermato il meccanismo basato sul "costo medio di settore") un benchmark di riferimento relativo ad un mix teorico di acquisto (per il 2026: 70% a prezzo variabile e 30% a fisso;

per gli anni successivi è previsto un eventuale aggiornamento dei pesi). MTI-4 prevede una franchigia del 15% in aggiunta a tale benchmark (superato tale valore eventuali costi aggiuntivi rimangono in capo al gestore), mentre eventuali efficienze di costo sono ripartite tra gestore e sistema (sharing del 50%). Nei conguagli (componente RCaltro relativa al recupero degli scostamenti tra vincolo ai ricavi ed esborsi sostenuti) trovano copertura – condizionata – gli importi relativi al pieno recupero dei costi di energia elettrica sostenuti nel 2022;

- conguagli: nel confermare, in linea con i periodi regolatori precedenti, la possibilità che gli EGA e gli altri soggetti competenti presentino istanza per il superamento del limite tariffario, l'Autorità puntualizza che tale scelta può essere motivata anche dalla necessità di recuperare i conguagli riferiti a pregresse annualità e già approvati dal medesimo soggetto competente o dall'Autorità, allo scopo di sostenere la realizzazione delle infrastrutture necessarie. Nell'approvazione dell'istanza, l'ARERA conduce una specifica istruttoria volta ad accertare, oltre alla validità dei dati forniti e all'efficienza del servizio di misura, la congruità tra l'entità dei conguagli pregressi ammessi a recupero e il fabbisogno di risorse richiesto per la realizzazione delle infrastrutture necessarie. Al fine di contenere l'entità dei costi ammissibili rinviati a periodi futuri, la possibilità di recupero dei conguagli nelle annualità successive al 2029 è, di norma, limitata ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il previsto limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario. Si prevede, tuttavia, che l'EGA possa presentare, in accordo con il gestore, istanza di rinvio corredata da un piano in cui vengano declinate puntualmente le annualità in cui si intende provvedere al recupero. Viene rimandata a successivo provvedimento (anche alla luce degli esiti dell'attività di validazione) la definizione delle modalità operative di recupero di eventuali scostamenti fra:
 - i dati comunicati con riferimento agli anni dispari e i valori riscontrati ex post in ordine ai volumi fatturati e ai consumi di energia elettrica;
 - i costi operativi e i conguagli quantificati per le predisposizioni tariffarie riferite al 2023 assumendo un tasso di inflazione nullo e quelli derivanti dall'aggiornamento del tasso pari a 4,5%;
- adeguamento dei costi di gestione ammissibili: l'Autorità prevede l'inclusione di costi aggiuntivi relativi all'entrata in vigore di nuove normative, all'ampliamento del perimetro di attività effettuate (gestione delle acque meteoriche ove l'EGA eserciti la facoltà di includere tale attività nel Servizio idrico integrato) nonché degli oneri aggiuntivi sostenuti per l'adeguamento ai nuovi obiettivi di qualità tecnica;
- meccanismi incentivanti per la promozione della sostenibilità energetica e ambientale: con tali misure viene attribuito un eventuale premio in caso di conseguimento di obiettivi individuati con riferimento a due nuovi indicatori:
 - RIU – Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità;
 - ENE – quantità di energia elettrica acquistata (per il quale viene adottato un target inferiore – pari al 5% – a quello inizialmente proposto).

Tali meccanismi saranno applicati a partire dal 2025, considerando, tra l'altro, la situazione al 2023 di ciascun gestore.

Con il **documento di consultazione 245/2024/R/idr**, pubblicato il 21 giugno 2024, l'Autorità presenta gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti per la definizione dello schema tipo di bando di gara. La definizione del contenuto minimo dei bandi di



gara è, per l'Autorità, un elemento essenziale al completamento della disciplina necessaria allo svolgimento delle nuove procedure di affidamento, in quanto mira a garantire uniformità nei criteri e nelle modalità da utilizzare, sia nelle procedure ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione sia in quelle di affidamento a società mista, limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del socio privato (art. 17, D.Lgs.175/2016).

L'impostazione delineata nel documento si basa, in coerenza con la normativa sovraordinata (D.Lgs. 201/2022), sui parametri già stabilmente adottati nell'ambito della regolazione – sia quella tariffaria, sia quella della qualità tecnica e contrattuale – che vengono qualificati come parametri di miglioramento delle gestioni da perseguire attraverso la pressione competitiva. Il termine per l'invio delle osservazioni è fissato al 24 luglio 2024. Non è ancora stato pubblicato il documento conclusivo.

In tema di bonus sociale idrico si segnalano i seguenti provvedimenti:

- la determina **7/DICU/2024** che approva le comunicazioni da inviare agli utenti cui non viene riconosciuto il bonus sociale idrico, elettrico e gas;
- la delibera **430/2024/R/idr** che semplifica e revisiona gli obblighi informativi a carico di gestori ed Enti di Governo di Ambito (EGA) in tema di bonus sociale e integrativo. In particolare, a partire dal 2026, i gestori del SII saranno tenuti a rendicontare i dati e le informazioni di sintesi concernenti il riconoscimento dell'agevolazione, nonché i dati e le informazioni contenute nel registro, unicamente agli EGA di competenza.

A corredo del nuovo metodo tariffario per il quarto periodo regolatorio si evidenziano i seguenti due documenti:

- la delibera **358/2024/R/idr** con la quale l'Autorità avvia il procedimento per la determinazione d'ufficio delle tariffe del servizio idrico, ai sensi della delibera 639/2023, nonché per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario. Poiché il tempestivo recepimento di MTI4 rappresenta, come specifica l'Autorità, un passaggio fondamentale per salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni e per favorire, in particolare, l'implementazione di un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici, il Regolatore ritiene opportuno conferire al Direttore della direzione Tariffe e Corrispettivi ambientali (Dtac) i seguenti due mandati:
 - procedere alla diffida dei soggetti che ricadono nelle casistiche di determinazione d'ufficio della tariffa ex comma 5.8 della delibera 639/2023, richiedendo ai medesimi di inviare le informazioni necessarie, entro il termine di trenta giorni, pena l'applicazione del theta pari a 0,9 per la durata della casistica stessa;
 - procedere alla diffida degli EGA "in caso di inosservanza dei propri obblighi di aggiornamento della predisposizione tariffaria a seguito di istanza del gestore";
- la delibera **570/2024/R/idr** con cui l'Autorità individua il mix teorico di acquisto per la definizione del costo di riferimento dell'energia elettrica ai fini del calcolo dei conguagli afferenti all'annualità 2027, secondo quanto previsto dal Metodo Tariffario. Viene determinata pertanto un'incidenza pari al 90% per gli acquisti a prezzi variabili e pari al 10% per quelli a prezzi fissi. Con successivi provvedimenti verranno definiti i pesi per gli anni a seguire.

Nell'ambito di un procedimento parallelo a quello del metodo tariffario, l'Autorità ha adottato con delibera **637/2023/R/idr** l'aggiornamento della disciplina della Qualità Tecnica del Servizio Idrico

Integrato (RQTI). Il provvedimento dispone che, a partire dall'anno 2024, gli obiettivi di qualità (sia tecnica che contrattuale) siano stabilmente valutati in maniera cumulativa su base biennale.

Conseguentemente, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (e/o di penalizzazione), costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno dispari per ciascuno dei macro-indicatori applicati. Sia per la qualità tecnica che contrattuale viene previsto un tetto alla premialità pari al 15% del valore del Vincolo di Ricavo del Gestore (VRG).

Entro il 30 aprile di ciascuna annualità, e secondo le modalità operative che verranno stabilite con successivi provvedimenti, l'EGA dovrà trasmettere all'Autorità un archivio contenente il file per la raccolta dati RQTI - monitoraggio con annessa documentazione a supporto. Dal 2026 (e successivamente a cadenze biennale) tale archivio dovrà essere verificato da un pool di EGA, successivamente definito dall'Autorità, che include quello competente territorialmente per la gestione in considerazione. La mancata asseverazione dell'archivio, anche parziale, dovrà essere motivata e costituita causa di esclusione dal meccanismo incentivante per gli eventuali macro-indicatori interessati. Viene, inoltre, prevista l'esclusione del gestore dall'aggiornamento tariffario in caso di ritardi e carenze nel superamento del mancato raggiungimento dei prerequisiti previsti dalla RQTI.

Tra le principali modifiche dell'aggiornamento della qualità tecnica, oltre alla determinazione di un numero di classi di valutazione uguale per tutti i macro-indicatori (con rimodulazione dei vari livelli e degli obiettivi associati) e di alcune specifiche per ciascun macro-indicatore, vi è l'inserimento di un nuovo macro-indicatore "MO – Resilienza idrica" con il quale il Regolatore si pone l'obiettivo di valutare la capacità dei sistemi idrici di contrastare, sia a livello di ambito territoriale gestito che a livello sovraordinato, le frequenti situazioni di stress cui è sottoposta la risorsa idrica. MO è infatti composto da due indicatori semplici:

- MOa (Resilienza idrica a livello di gestione del servizio idrico integrato) definito come rapporto tra i consumi del servizio idrico integrato, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica della gestione medesima;
- MOb (Resilienza idrica a livello sovraordinato) che individua il rapporto tra i consumi per tutti gli usi, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica complessiva del territorio considerato.

Nel febbraio 2024 l'Autorità, con delibera **26/2024/R/idr**, avvia un procedimento per la definizione del nuovo macro-indicatore di qualità tecnica "MO – Resilienza idrica" organizzando specifici *focus group* con gli stakeholder interessati per gli approfondimenti tecnici relativi alla definizione delle modalità di calcolo dell'indicatore, alla pianificazione delle misure necessarie a fronteggiare gli effetti del Climate Change e a garantire la resilienza dei sistemi idrici. A seguito della consultazione intervenuta con il DCO 474/2024/R/idr, l'Autorità ha pubblicato il 27 dicembre 2024 la delibera **595/2024/R/idr** con la quale ha avviato la fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione del macro-indicatore di resilienza idrica. L'indicatore ha la funzione di introdurre una verifica sistematica ed efficace del complesso sistema degli approvvigionamenti a fronte delle previsioni della domanda idrica, includendo anche gli usi diversi dal civile. Il provvedimento disciplina, pertanto, le modalità di calcolo dell'indicatore MOb di resilienza idrica a livello sovraordinato, nonché quelle di raccolta delle grandezze preposte alla sua costruzione, valide per la fase sperimentale e di monitoraggio. Viene inoltre definito l'arco temporale di riferimento delle grandezze rilevate, la dimensione territoriale nonché

gli obblighi di registrazione, condivisa tra gestore ed EGA, a partire dal 1° gennaio 2025. Relativamente all'applicazione del meccanismo incentivante (premi e penali) la delibera stabilisce che i livelli avanzati e di eccellenza (Stadi III, IV e V) saranno valutati a partire dal biennio di valutazione 2026-2027, fermo restando gli obblighi di rilevazione. Come già previsto in fase di consultazione viene confermata la possibilità per gli EGA di proporre istanza per la non applicazione del meccanismo incentivante in caso di mancanza del prerequisite (dati eccessivamente carenti o comunque non rispondenti agli obiettivi della RQTI). ARERA intende comunque proseguire le interlocuzioni con tutti gli stakeholder interessati per la definizione completa di MO.

Con le delibere **37/2024/R/idr** e **39/2024/R/idr** l'Autorità avvia i procedimenti per la valutazione dei premi e delle penalità da attribuire ai gestori relativamente alla qualità contrattuale e tecnica per il biennio 2022-2023. Tali processi si articoleranno in due fasi:

- identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni;
- attribuzione delle penalità associate agli Stadi I e II per tutte le gestioni che non abbiano inviato nei termini i dati.

A successivi provvedimenti si rinvia sia per l'adozione delle pertinenti note metodologiche che per la determinazione della quota di gettito della componente UI2 destinata alle premialità.

In relazione agli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 2 novembre 2023, ARERA con la deliberazione 50/2024/R/com conferma più in generale le misure di intervento di cui alla delibera 519/2023/R/com (Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas e del servizio idrico integrato, a favore delle popolazioni dei territori colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici, verificatisi a partire dal 2 novembre 2023) e dispone analogamente a quanto previsto a favore delle popolazioni dell'Emilia Romagna, che la durata della sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere sia pari a sei mesi (dal 2 novembre 2023 al 2 maggio 2024). Il provvedimento prevede altresì la rateizzazione degli importi sospesi con la menzionata delibera 519/2023/R/com, su un periodo minimo di 12 mesi, senza l'applicazione di interessi.

Per quanto riguarda il tema della tutela dei consumatori si segnala la delibera **371/2024/R/com** che, a seguito di consultazione, attua interventi volti ad adeguare i servizi forniti dallo Sportello per il consumatore alle nuove dinamiche dei mercati energetici, nonché all'affinamento e all'ulteriore efficientamento delle discipline procedurali e operative applicate ai servizi regolati.

REGOLAZIONE ELETTRICA

Prescrizione biennale

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica prevedendo inizialmente che la stessa non potesse essere riconosciuta al cliente finale nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di misura fosse a questi imputabile. 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, introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera elettrica e, in particolare, al distributore in qualità di esercente il servizio di misura, pur in assenza di responsabilità o inefficienza del suo operato.

Con deliberazione 184/2020/R/com, l'ARERA ha recepito quanto disposto dalla Legge di Bilancio 2020 proprio con riferimento all'eliminazione dalle casistiche di esclusione della prescrizione biennale dei casi in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di misura dell'energia derivi da accertata responsabilità del cliente finale. In data 27 luglio 2020 areti ed Acea Energia hanno presentato ricorso al TAR per l'annullamento della delibera 184/2020/R/com, ricorso accolto con conseguente annullamento della delibera impugnata sulla base dell'interpretazione secondo cui la Legge di Bilancio del 2020 ha inciso solo sulla durata del termine di prescrizione (biennale anziché quinquennale) senza tuttavia escludere l'operatività della disciplina generale codicistica in materia di prescrizione.

Con delibera 603/2021 l'Autorità ha modificato la deliberazione 569/2018/R/com in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni in esito al DCO 457/21 per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, nn. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia. Con tale delibera l'Autorità ha confermato l'obbligo del distributore di comunicare al venditore, attraverso PEC, contestualmente al dato di misura o di rettifica riferito a consumi risalenti a un periodo precedente di più di due anni, l'indicazione della presunta sussistenza o meno di cause ostative alla maturazione della prescrizione ai sensi della normativa primaria e generale di riferimento. Ha inoltre confermato la suddivisione degli obblighi informativi in capo al venditore nei confronti del cliente finale in base alla presenza o meno di importi in fattura per i quali sia eccezionale la prescrizione. L'Autorità ha inoltre previsto una fase transitoria, nelle more dell'implementazione dei flussi tra i diversi soggetti della filiera ed il SII, che prevede una trasmissione tra le parti delle medesime informazioni in modalità non automatizzata ma con tempistiche definite.

Facendo seguito al DCO 386/2021, l'Autorità ha pubblicato la delibera **604/2021/R/com** con la quale ha previsto:

- un meccanismo di compensazione annuale per l'esercente la maggior tutela o l'utente del dispacciamento associato ad un punto di prelievo, prevedendo la possibilità di recuperare anche nella sessione annuale immediatamente successiva eventuali partite non recuperate nella sessione annuale di competenza;
- un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione secondo cui a decorrere dall'anno 2023 ciascun distributore è tenuto a versare ogni anno una penale a CSEA per i ricalcoli fatturati nell'anno precedente derivanti da mancate raccolte delle misure effettive oppure da rettifiche di dati di misura effettivi precedentemente utilizzati, per la quota parte antecedente i 24 mesi dalla data di messa a disposizione del dato di misura effettivo o della rettifica.

Con Ordinanza cautelare il TAR ha sospeso la delibera ARERA n. 603/2021 in tema di prescrizione limitatamente all'art. 6.4, ossia alla disciplina transitoria che impone al distributore di rispondere entro 7 giorni. L'udienza pubblica per la trattazione del merito è stata fissata per il giorno 1° dicembre 2022.

Con ordinanza n. 4568/2022 del 13 ottobre 2022, il Tribunale di Bologna ha chiarito che le PMI e le imprese di grandi dimensioni sono escluse dal novero dei soggetti a cui si applica la prescrizione biennale delle bollette di energia elettrica e gas.

In data 2 gennaio 2023 il TAR ha pubblicato le sentenze tramite le quali ha accolto i ricorsi di Italgas e 2i Rete Gas in tema di prescrizione biennale annullando gli artt. 5 ("Obblighi di comunicazione del distributore") e 6.4 ("Norme transitorie") dell'Allegato A alla delibera 603/2021 e l'art. 9 della delibera 604/2021. Il TAR con la sentenza sottolinea che "la legge non attribuisce all'ARERA il potere di incidere sulle regole generali in materia di prescrizione, sicché essa non può né introdurre diverse cause di sospensione della prescrizione,



né modificare sul punto la distribuzione dell'onere della prova, né alterare il contenuto dei diversi rapporti intercorrenti, rispettivamente, tra distributore e venditore e tra venditore e cliente finale, assegnando al distributore il compito di accertare e qualificare giuridicamente fatti destinati ad incidere sul regime della prescrizione nel rapporto cui è estraneo". Di conseguenza, il TAR ribadisce l'illegittimità della norma posta dall'art. 5, poiché pone obblighi informativi in capo al distributore che comportano l'accertamento di fatti, nonché l'effettuazione di qualificazioni e valutazioni giuridiche, che modificano senza fondamento normativo il regime civilistico della prescrizione. Il servizio di misura non comprende specifiche operazioni tese ad individuare cause ostative alla decorrenza della prescrizione, ex art. 2935 c.c., ovvero situazioni di fatto espressive di "dolo del creditore", rilevanti ai sensi dell'art. 2941 n. 8 c.c. Parimenti, il TIVG non pone a carico del distributore le attività di qualificazione e di valutazione giuridica necessarie per accertare la sussistenza di siffatte situazioni. È solo l'art. 5 della delibera che impone al distributore di indicare se sussistono cause ostative, mettendo a disposizione del venditore questa informazione. Secondo il TAR anche quanto previsto da ARERA nell'art. 6.4 della delibera è illegittimo in quanto impone al distributore l'obbligo di fornire al venditore entro 7 giorni lavorativi dal ricevimento della comunicazione sull'eccezione di prescrizione sollevata da un cliente le informazioni di sua competenza relative "alla ricorrenza di documentate circostanze ostative all'accoglimento della eccezione", il TAR ribadisce l'illegittimità di quanto disposto dall'art. 9 delibera n. 604/2021, che ha esteso le disposizioni degli artt. 5 e 6.4 della delibera ai clienti finali non ricadenti nell'ambito di applicazione dell'art. 2 della medesima deliberazione ossia ha esteso il regime posto dai citati artt. 5 e 6.4 anche a coloro che non ricadono nel perimetro dei c.d. clienti meritevoli di tutela rafforzata.

In data 9 marzo 2023 con la delibera 86/2023/C/com "Appello delle sentenze 2 gennaio 2023, n. 35 e n. 36 del TAR Lombardia, Sezione Prima, di annullamento parziale delle deliberazioni dell'Autorità 603/2021/R/com e 604/2021/R/com", l'Autorità ha deciso di ricorrere al Consiglio di Stato contro le sentenze del TAR Lombardia in tema di annullamento degli obblighi comunicativi imposti ai distributori in relazione alla prescrizione biennale delle bollette ai sensi degli artt. 5 ("Obblighi di comunicazione del distributore") e 6.4 ("Norme transitorie") dell'Allegato A alla delibera 603/2021 e l'art. 9 della delibera 604/2021. Secondo l'Autorità sussistono i presupposti per proporre appello avverso le richiamate sentenze del TAR Lombardia in quanto si basano su un'erronea interpretazione degli elementi di fatto e di diritto rilevanti.

Il 29 dicembre 2023 il Consiglio di Stato ha respinto gli appelli promossi dall'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia relative alle delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com.

Le disposizioni annullate obbligavano il distributore ad indicare al venditore sua controparte, in occasione di comunicazioni di dati di misura o di rettifica degli stessi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, l'eventuale sussistenza o meno – e, nel caso, i relativi elementi di dettaglio – di cause che consentissero di presumere che non fosse maturata la prescrizione del diritto di credito ai sensi della normativa primaria.

Sul punto il Consiglio di Stato ha confermato il TAR Lombardia e quindi l'illegittimità di tali disposizioni sottolineando che le norme speciali in tema di prescrizione biennale (Legge 205/2017) non assegnano all'Autorità "il compito di garantire la circolazione, tra le imprese della filiera, delle informazioni essenziali per far valere le loro reciproche pretese, né di prevenire l'insorgere di contenziosi tra quelle imprese, né di presidiare il rispetto nelle loro reciproche relazioni commerciali dei principi di correttezza e buona fede, e per quanto importanti fossero questi obiettivi e conseguentemente ap-

prezzabile l'intenzione alla base delle delibere impugnate, l'intervento legislativo in parola non poteva costituire occasione per adottare misure – vincolanti per i destinatari – non previste e non strettamente funzionali alla cura degli specifici interessi pubblici da quella stessa legge affidati all'Autorità".

Le sentenze evidenziano che tra distributore, venditore e cliente finale "si instaurano due distinti rapporti negoziali, quello che lega il venditore al cliente finale e quello che intercorre tra il distributore e il venditore. Non si tratta di un rapporto triangolare ma di distinte relazioni, derivanti da titoli negoziali differenti e caratterizzate da una diversa disciplina sicché è all'interno di ciascuna di esse che devono trovare applicazione le norme civilistiche in materia di prescrizione". Pertanto, anche se l'attività di misura svolta dal distributore può assumere rilievo anche per il contratto di fornitura tra venditore e cliente finale, questo non autorizza ARERA a porre in capo al distributore oneri di rilevazione e qualificazione dei fatti "incidenti sulla prescrizione nel diverso rapporto esistente tra il venditore e il cliente finale": tali attività "devono gravare sul venditore in quanto creditore nel rapporto col cliente finale".

Alla luce di tali pronunciamenti, ARERA il 1° marzo 2024 ha pubblicato un chiarimento in cui comunica che non ritiene necessario un suo nuovo intervento sulla regolazione contenuta nelle deliberazioni 603/2021 e 604/2021, in quanto si tratta di discipline che risultano autosufficienti e pienamente operative, anche in assenza delle specifiche disposizioni annullate dal giudice amministrativo.

L'Autorità evidenzia che:

- al fine di adempiere agli obblighi previsti dalla 603/2021, circa le informazioni da rendere al cliente finale con riferimento alla maturazione o meno della prescrizione biennale, il venditore dovrà procedere sulla base delle sole informazioni fattuali a sua disposizione, senza più dover attendere ulteriori elementi dal distributore;
- ai fini dell'ammissione al meccanismo di compensazione, il venditore potrà partecipare con riferimento a quegli importi per i quali dovrà aver a sua volta eccepito la prescrizione al distributore, senza che quest'ultimo abbia contestato una causa ostativa alla maturazione della stessa ai sensi del Codice civile. Sarà onere del distributore provare l'esistenza di tali cause ostative, quali quella dell'art. 2941, n. 8, del Codice civile.

L'Autorità richiama inoltre il comunicato del 13 dicembre 2021 (non annullato dal giudice amministrativo), con il quale precisava che il distributore non può limitarsi ad allegare, quale causa ostativa al maturare della prescrizione del proprio credito verso il suo utente, il solo fatto di aver rispettato la regolazione dell'Autorità in materia di tentativi obbligatori di lettura.

A seguito dell'abrogazione del comma 5 dell'art. 1 della Legge 205/2017 (che escludeva la prescrizione biennale in caso di "accertata responsabilità del cliente finale"), il termine biennale della prescrizione previsto al comma 4 del medesimo articolo opera senza deroghe ulteriori rispetto alla disciplina generale dell'istituto, quindi anche quando la mancata rilevazione del dato di misura da parte del distributore (pur avvenuta nel rispetto della regolazione dell'Autorità sui tentativi obbligatori di lettura) dipenda da presunte responsabilità del cliente finale (che, ad esempio, non era presente al momento in cui si erano presentati gli incaricati del distributore per effettuare la lettura d'un misuratore inaccessibile e non teleletto). L'Autorità ritiene che tale conclusione trovi conferma anche nelle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato sopra richiamate, le quali hanno avuto modo di precisare che il cliente finale non è debitore del distributore, ma del venditore, con la conseguenza che eventuali condotte del cliente finale che impediscano al distributore di rilevare correttamente il dato di misura non possono assumere rilievo ai

fini del citato art. 2941, n. 8, del Codice civile, che prende a riferimento il (solo) comportamento del debitore, ossia del venditore (e non quindi del cliente).

Successivamente al chiarimento ARERA del 1° marzo 2024 e in attuazione a quanto previsto dalla deliberazione 604/2021/R/com, ARERA, con la determina 5/2024-DIME, ha approvato il manuale di Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) che definisce le modalità di attuazione del meccanismo di compensazione degli importi relativi alla prescrizione biennale e l'implementazione delle misure per l'incentivazione alla riduzione delle rettifiche pluriennali per il settore elettrico a carico dei distributori.

Con le circolari nn. 46, 67, 68 e 69 del 2024, CSEA ha quindi definito dettagliatamente le modalità operative e le tempistiche del meccanismo che, in prima attuazione, prevede l'inoltro delle istanze entro il 31 marzo 2025 per la compensazione degli importi per i quali il venditore ha accolto la prescrizione non avendo il distributore dimostrato la sussistenza di una delle cause ostative alla sua maturazione.

Bonus sociale

In attuazione di quanto previsto dalla Legge di Bilancio 2023 in merito alla graduazione del bonus in relazione alle diverse soglie di ISEE ed ai consumi annui, con la delibera 622/2023/R/com ARERA ha rivisto le modalità di aggiornamento dei bonus sociali in modo tale da garantire una riduzione del 30% della spesa elettrica e del 15% della spesa gas.

Con effetto a decorrere dal primo gennaio 2024, con riferimento al settore elettrico, ARERA ha quindi aggiornato la quantificazione del bonus (economico e fisico), su base annua, legandola alla migliore stima disponibile della spesa media ed introdotto, limitatamente al primo trimestre del 2024, un contributo straordinario, corrisposto insieme al bonus elettrico, per limitare gli aumenti dovuti alle variazioni dei prezzi.

Con la delibera 599/2024/R/com di fine 2024, ARERA ha aggiornato i valori del bonus (economico e fisico) per tutto il 2025.

Disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 1° maggio 2023

A seguito degli eccezionali eventi meteorologici verificatisi nel mese di maggio 2023 in Emilia-Romagna, ARERA ha disposto urgentemente, con la delibera 216/2023/R/com, la sospensione dei pagamenti delle fatture emesse o da emettere con scadenza a partire dal 1° maggio 2023 e quindi il blocco della disciplina delle sospensioni per morosità, anche nel caso di morosità verificatesi precedentemente alla medesima data del 1° maggio 2023.

Con la successiva delibera 267/2023/R/com, ARERA ha meglio specificato che il periodo di sospensione a favore delle utenze site nelle località danneggiate (allegato 1 al decreto-legge 61/23) è pari a 4 mesi, ossia dal 1° maggio 2023 e fino al 31 agosto 2023 ed ha previsto la rateizzazione automatica, in 12 rate, per tali importi.

A favore dei venditori ARERA ha quindi disposto un meccanismo di anticipazione degli importi oggetto di sospensione di pagamento; si può accedere a tale meccanismo solo a fronte di una comprovata criticità finanziaria ossia se la sospensione riguarda utenze che abbiano inciso oltre il 3% sul totale fatturato con riferimento ai primi 4 mesi del 2023.

Con la successiva delibera 390/2023/R/com, ARERA ha disposto la proroga, fino al 31 ottobre 2023, della sospensione dei ter-

mini di pagamento a favore delle popolazioni dell'Emilia-Romagna. A differenza della precedente sospensione, applicata in automatico, per ottenere la proroga il cliente finale deve farne esplicita richiesta.

Con la delibera 565/2023/R/com (integrata con la delibera 10/2024/R/com) ARERA ha quindi disciplinato le agevolazioni tariffarie da applicare sui consumi oggetto di sospensione; l'applicazione delle agevolazioni deve essere richiesta dal cliente al proprio venditore entro il 30 giugno 2024.

Per l'urgenza della tematica, pur in assenza di una consultazione preventiva, ARERA, dopo aver comunque raccolto i contributi di tutti i soggetti interessati, ha pubblicato la delibera 10/2024/R/com che integra e chiarisce la disciplina precedentemente approvata; in particolare ARERA ha individuato il 30 giugno 2024 quale termine ultimo per richiedere le agevolazioni ed ha posticipazione al 31 ottobre 2024 (dal precedente 31 marzo) il termine ultimo per l'emissione della fatturazione che contabilizza gli importi sospesi sino al 31 ottobre 2023 e le eventuali agevolazioni.

Disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 2 novembre 2023

A seguito degli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal giorno 2 novembre 2023 sul territorio toscano, con la delibera 519/2023/com, ARERA ha disposto la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere con scadenza a partire dal 2 novembre 2023 e la non applicazione della disciplina delle sospensioni per morosità per le utenze ubicate nei siti individuati dal Commissario delegato all'emergenza.

Con la successiva delibera 50/2024/R/com, ARERA ha integrato la precedente disciplina precisando che il periodo di sospensione dei termini di pagamento è pari a 6 (sei) mesi a decorrere dalla data del 2 novembre 2023 ossia fino al 2 maggio 2024. Con la stessa delibera è inoltre stato disposto che, entro due mesi dal termine della medesima sospensione, il venditore è tenuto a comunicare il valore dei pagamenti oggetto di sospensione ed a rateizzarli automaticamente attraverso rate non inferiori a €20 per un periodo di 12 mesi.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

L'Autorità, con la delibera 362/2023/R/eel e s.m.i., ha adottato le disposizioni relative alla regolazione e alle modalità di affidamento del Servizio a Tutele Graduali cui avranno diritto i clienti domestici non vulnerabili (di seguito: STG per i clienti domestici non vulnerabili o STG) senza un fornitore dalla data di rimozione del servizio di maggior tutela. La cessazione del predetto servizio era prevista, ai sensi della Legge 4 agosto 2017, n. 124, come successivamente modificata e integrata, entro il 1° aprile 2024, a seguito dell'entrata in operatività degli esercenti il STG in esito alla conclusione delle gare per l'affidamento del servizio.

Il decreto-legge n. 181/2023 (c.d. "Decreto Sicurezza Energetica"), ha posticipato le aste per il Servizio a Tutele Graduali per i clienti domestici non vulnerabili al 10 gennaio 2024. ARERA, con la delibera 580/2023, ha dato seguito a quanto previsto dall'art. 14 del D.L. Sicurezza Energetica posticipando al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento delle aste. In ragione di ciò, Acquirente Unico ha pubblicato con la massima tempestività il Regolamento di gara aggiornato con le nuove scadenze.



In sintesi, la delibera 362/2023/R/eel e s.m.i. stabilisce che:

- i clienti domestici c.d. “vulnerabili” rimangano transitoriamente nel servizio di maggior tutela, rinviando a successivo provvedimento dell’Autorità gli interventi funzionali alla sua rimozione per questa categoria;
- la procedura di gara si svolga secondo un sistema dell’asta a turno unico in busta chiusa con la possibilità dei partecipanti di esprimere il numero massimo di aree che si impegnano a servire. È previsto un limite massimo alle aree assegnabili a ciascun partecipante, definito sulla base del numero di clienti serviti alla data del 30 giugno 2023, in aggiunta al tetto del 30% previsto dal decreto ministeriale del 17 maggio 2023 al fine di mitigare l’ulteriore rischio che un operatore possa aggiudicarsi un numero di punti di prelievo sproporzionato rispetto a quello della sua base clienti di partenza. Pertanto, ciascun partecipante può aggiudicarsi un numero massimo di aree pari al minore tra il valore comunicato da Acquirente Unico e 7, corrispondente al 30% del numero totale di aree messe all’asta. È previsto un cap al prezzo offerto, non rivelato ai partecipanti mentre non è previsto il floor. Qualora per due o più operatori vi siano delle combinazioni di aree potenzialmente assegnabili che diano il medesimo risultato in termini di prezzo minimo di erogazione del servizio, ai fini dell’attribuzione delle aree ai partecipanti interessati si ricorra al sorteggio con modalità telematica.

Come previsto dall’Allegato B alla delibera 362/2023, il 26 settembre 2023 è stato pubblicato sul sito di Acquirente Unico il Regolamento e i relativi allegati disciplinante le procedure concorsuali per l’assegnazione del servizio a tutele gradualità. Acea Energia entro il 5 ottobre 2023 ha presentato istanza di partecipazione e il 9 ottobre 2023 Acquirente Unico ha messo a disposizione le informazioni pre-gara. Un mese prima dello svolgimento dell’asta, Acquirente Unico ha messo a disposizione dei partecipanti alle procedure concorsuali anche le ulteriori informazioni che gli esercenti la maggior tutela dovranno trasmettere ad AU; tali ulteriori informazioni sono quelle relative al numero dei punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici non vulnerabili serviti in maggior tutela ad aprile 2023 che scelgono (1) una modalità di addebito automatico, (2) la bolletta in formato dematerializzato.

Per quanto riguarda gli esercenti la maggior tutela:

- nel periodo intercorrente da settembre 2023 a giugno 2024 devono allegare, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo da aprile a giugno 2024, in un foglio separato, un’informativa con testo standardizzato definito dall’Autorità, distinto tra clienti vulnerabili e non vulnerabili;
- recapito della bolletta di chiusura, in deroga al Testo Integrato Fatturazione, entro dieci settimane dalla cessazione della fornitura.

Con la delibera 576/2023, l’Autorità ha definito un sistema di verifica degli obblighi di aggiornamento – in capo agli esercenti la maggior tutela – dei dati presenti nel Registro Centrale Ufficiale (c.d. “RCU”) del Gestore di Sistema Informativo Integrato relativi ai clienti serviti, con eventuale penalizzazione a carico degli esercenti stessi in quanto soggetti responsabili della correttezza di tali informazioni, qualora per ciascun punto di prelievo oggetto di trasferimento nel STG, i dati necessari alla fatturazione e al contatto con il cliente finale presenti in RCU risultino diversi da quelli utilizzati dall’esercente la maggior tutela dopo un adeguato processo di bonifica che è stato concluso entro il mese di maggio.

I venditori del mercato libero, con riferimento ai soli clienti finali domestici, devono riportare:

- in tutte le bollette emesse tra dicembre 2023 e giugno 2024, un testo definito dall’Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all’interno dell’apposito spazio riservato alle comunicazioni dell’Autorità;
- a partire dal 1° gennaio 2025, in almeno una bolletta all’anno, un testo definito dall’Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all’interno dell’apposito spazio riservato alle comunicazioni.

Infine l’Autorità ha precisato che le tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali sono condizionate dalle risultanze degli approfondimenti in corso sulle modalità per dare attuazione alle disposizioni di cui al decreto-legge 48/23 in merito alla clausola sociale degli operatori di call center, incluse quelle di raccolta e messa a disposizione dei partecipanti alle aste delle informazioni sul personale coinvolto da detta clausola, le quali risultano necessarie ai fini della formulazione delle offerte economiche da parte degli operatori.

Acea Energia entro il 5 ottobre 2023 ha presentato l’istanza di partecipazione alla procedura concorsuale ed entro il 10 novembre 2023 Acquirente Unico ha messo a disposizione le informazioni pre-gara.

Le aste si sarebbero dovute svolgere l’11 dicembre 2023 ma l’art. 14 del DL Sicurezza Energetica ha posticipato al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento. L’ARERA, con la delibera 580/2023, ha dato seguito a quanto previsto dall’art. 14 del DL Sicurezza Energetica posticipando al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento delle aste. In ragione di ciò ha incaricato Acquirente Unico di pubblicare, con la massima tempestività, il Regolamento di gara aggiornato con le nuove scadenze che dovranno essere fissate in modo tale da garantire le medesime tempistiche minime tra le varie attività strumentali all’assegnazione del servizio tramite asta attualmente previste da detto Regolamento. Infine, l’Autorità rinvia a successivo provvedimento:

- gli ulteriori interventi regolatori che si rendano necessari per adeguare l’attuale regolazione di cui alla delibera 362/2023/R/eel alla nuova data di svolgimento delle procedure concorsuali, incluse le necessarie modifiche sia ai testi informativi della seconda comunicazione che dovrà essere trasmessa ai clienti domestici serviti in maggior tutela dai relativi esercenti, a partire dal 2024, sia delle tempistiche di invio delle stesse;
- la valutazione della revisione dell’attuale termine di attivazione del STG, anche in funzione delle iniziative informative previste dal decreto-legge 181/23, garantendone la comunicazione, con congruo anticipo rispetto alla data del 10 gennaio 2024, ai partecipanti alle procedure concorsuali.

A seguito della delibera 580/2023, l’AU ha pubblicato sia il Regolamento di gara aggiornato sia il calendario della procedura concorsuale.

Come preannunciato nella delibera 580/2023, l’Autorità con la delibera 600/2023 “Revisione delle tempistiche di attivazione del servizio a tutele gradualità per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell’energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124. Modifiche alla deliberazione dell’Autorità 362/2023/R/eel e ai relativi allegati A, B, C e D” ha rivisto il termine per l’attivazione del STG posticipandolo al 1° luglio 2024. Tale differimento è scaturito dall’esigenza:

- di assicurare ai clienti finali un lasso di tempo sufficiente a essere informati, in ordine alla fine della tutela di prezzo, attraverso le apposite campagne informative che, ai sensi del decreto-legge

181/23, dovranno essere condotte dal MASE, per un periodo non superiore a dodici mesi;

- di effettuare le attività prodromiche all'operatività del STG (tra cui rientrano anche gli interventi attuativi delle disposizioni di cui al citato decreto-legge in tema di trasferimento automatico delle autorizzazioni all'addebito diretto delle bollette emesse dall'esercente il STG, da completarsi entro il 31 maggio 2024);
- di limitare il più possibile il periodo intercorrente tra l'assegnazione e l'attivazione del STG al fine di contenere le variazioni tra le condizioni (in termini di clienti finali non vulnerabili in maggior tutela) note al momento della partecipazione alle procedure concorsuali e quelle effettive al momento dell'attivazione del servizio.

È rimasta, invece, invariata la data di conclusione del periodo di assegnazione del servizio, fissata al 31 marzo 2027, in coerenza con quanto disposto dal decreto ministeriale del 17 maggio 2023 che prevede che, a partire dal 1° aprile 2027, il STG assolve alla sola funzione di servizio di ultima istanza per tutti i clienti di piccola dimensione, quali piccole imprese, microimprese e domestici non vulnerabili.

In ragione di quanto sopra, l'Autorità ha rivisto sia le date riportate nei testi delle comunicazioni che le tempistiche di invio delle bollette contenenti le comunicazioni sia per gli esercenti la maggior tutela che per i venditori del mercato libero; in particolare, l'esercente la maggior tutela dovrà allegare le informative di cui alla delibera 362/2023, aggiornate con la data del 1° luglio 2024, nelle bollette inviate tra aprile e giugno 2024.

In data 6 febbraio 2024, Acquirente Unico ha pubblicato quindi gli esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli esercenti il Servizio a Tutele Graduali per i clienti domestici non vulnerabili per il periodo 1° luglio 2024 - 31 marzo 2027. Le 26 aree territoriali sono andate ad Enel Energia (7 aree), Hera Comm (7 aree), Edison Energia (4 aree), Illumia (3 aree), Iren Mercato (2 aree), A2A Energia (2 aree) e Eon (1 area).

Solo su tre aree il prezzo di aggiudicazione è positivo mentre sulle restanti aree il prezzo di aggiudicazione è negativo. Il comune di Roma è andato ad Enel Energia con un prezzo di -27,7066 €/POD/anno. In data 29 marzo 2024 è stata pubblicata la delibera 101/2024/R/eel "Integrazioni degli obblighi informativi a carico degli esercenti il servizio di maggior tutela verso i clienti domestici in merito alle disposizioni di cui all'art. 14, commi 5 e 5-bis, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181".

L'art. 14, commi 5 e 5-bis della Legge di conversione del DL 181/23, dispone il trasferimento automatico della domiciliazione bancaria attiva dei clienti domestici non vulnerabili dagli esercenti la maggior tutela agli esercenti il servizio a tutele graduali domestici non vulnerabili o agli esercenti il servizio di vulnerabilità secondo condizioni e termini che verranno definite entro 60 giorni dalla conclusione delle gara e comunque non oltre il 31/05/2024, da ARERA d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il MASE. In particolare, il comma 5-bis prevede che gli esercenti il servizio di maggior tutela dovranno mettere a disposizione degli esercenti i servizi a tutele graduali e di vulnerabilità ogni informazione necessaria per procedere all'addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico. Gli esercenti i suddetti servizi (STG o Servizio di vulnerabilità) dovranno informare inoltre i rispettivi clienti in merito al subentro nella posizione di soggetto creditore autorizzato all'addebito diretto in anticipo rispetto all'effettuazione della prima disposizione di addebito diretto. Fermo restando il diritto di revoca da parte del cliente domestico dell'autorizzazione all'addebito diretto, trovano applicazione le disposizioni del D.Lgs. 11/2010 recante attuazione della direttiva 2007/64/CE in materia di servizi di pagamento nel mercato interno.

L'Autorità, nelle more dell'attuazione di quanto disposto dall'art. 14, commi 5 e 5-bis, ha disposto l'integrazione dell'informativa di cui all'Allegato C alla deliberazione 362/2023/R/eel che gli esercenti la maggior tutela dovranno trasmettere ai propri clienti domestici non vulnerabili tra aprile e giugno 2024, con l'informazione in merito al trasferimento automatico dell'addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico disposto dal decreto-legge 181/23.

Infine, ARERA, dopo aver svolto incontri con Banca d'Italia, Garante Privacy e con gli operatori, ha pubblicato la delibera 217/2024/R/eel al fine di attuare il rinnovo automatico dell'autorizzazione all'addebito diretto nel caso di clienti finali domestici che rientrano nel servizio a tutele graduali. Nella delibera sono stati identificati i dati oggetto di trasferimento tra l'esercente del SMT e quello del STG e le modalità tecniche per il trasferimento sicuro di tali informazioni. È stabilito inoltre il trasferimento dei dati tra il primo e l'8 luglio 2024 e che il rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto abbia effetto il 2 settembre 2024 per poter consentire all'esercente il SMT l'incasso tramite domiciliazione delle ultime fatture emesse per il servizio.

Identificazione dei clienti vulnerabili nel mercato dell'energia elettrica

Con la delibera **383/2023/R/eel**, l'Autorità ha definito le modalità per l'individuazione dei clienti vulnerabili, che non saranno oggetto delle aste per il Servizio a tutele graduali.

In particolare, entro la fine di ciascun mese, a decorrere da settembre 2023, il SII identifica come vulnerabili:

- i clienti finali titolari di bonus sociale per disagio economico nell'anno in corso o nell'anno precedente;
- i clienti finali titolari di bonus sociale per disagio fisico nel mese in corso;
- i clienti finali titolari di un punto di prelievo non disalimentabile;
- i clienti di età superiore a 75 anni.

Entro il 10 settembre 2023, il SII ha messo a disposizione l'informazione agli esercenti la maggior tutela controparti dei clienti individuati e rende l'informazione disponibile alla consultazione.

Comunicazioni in capo all'Esercente Maggior Tutela:

- insieme all'informativa prevista dalla delibera 362/2023 (da allegare in almeno due bollette nel periodo intercorrente tra settembre 2023 e marzo 2024), dovranno informare i clienti identificati come non vulnerabili della possibilità di identificarsi come vulnerabili in quanto soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della Legge 104/92 o soggetti presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche. La modalità di identificazione potrà avvenire utilizzando il Modulo 1 allegato alla delibera;
- a partire da aprile 2024, in fase di contrattualizzazione di un nuovo cliente per voltura o nuova attivazione, verifica della sussistenza dei requisiti di vulnerabilità tramite Modulo 2 allegato alla delibera o altra autocertificazione;
- in fase di contrattualizzazione per cambio fornitore verifica della sussistenza dei requisiti di vulnerabilità tramite Modulo 2 allegato alla delibera o altra autocertificazione.

Comunicazioni Esercente Tutele Graduali (a partire dal 1° aprile 2024):

- in fase di contrattualizzazione di un nuovo cliente finale, per voltura o nuova attivazione, informa il cliente che in presenza di almeno uno dei requisiti di vulnerabilità ha diritto al servizio di MT e non STG e che si deve rivolgere all'esercente la maggior tutela



di riferimento, il cui nominativo può essere consultato visitando il sito ARERA;

- in esito all'assegnazione definitiva del servizio o nei casi di attivazione del servizio di ultima istanza da parte del SII, nella comunicazione di attivazione del Servizio, informa il cliente della necessità di identificarsi come vulnerabile tramite il Modulo 3 allegato alla delibera o altra autocertificazione;
- le informazioni sulla vulnerabilità del cliente dovranno essere trasferite al SII con le modalità da questo definite.

Superamento del Prezzo Unico Nazionale

L'art. 13 del decreto legislativo n. 210/21 prevedeva la definizione di condizioni e criteri per un passaggio graduale verso prezzi zionali definiti in base agli andamenti di mercato, fermo restando il calcolo da parte del GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato all'ingrosso in continuità con il PUN. A febbraio 2024, l'art. 13 del decreto legislativo 210/21 è stato modificato dal decreto-legge 181/23, come convertito con modificazioni dalla Legge 11/24: in tale sede il legislatore ha dato mandato al Ministro per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica di stabilire con proprio decreto le condizioni e i criteri per l'applicazione, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zionali sul mercato elettrico all'ingrosso e indirizzi per la definizione da parte dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione, a compensazione dell'eventuale differenziale tra i prezzi zionali e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del PUN.

Il Ministro ha attuato tale disposizione con il decreto 18 aprile 2024 che stabiliva:

- a decorrere dal 1° gennaio 2025, la valorizzazione a prezzi zionali delle offerte di acquisto di energia elettrica sul mercato del giorno prima;
- ai fini della disciplina del mercato elettrico, il calcolo a cura di GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona;
- la definizione a cura dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e il prezzo di riferimento calcolato da GME, unitamente alle relative modalità di copertura; tale meccanismo trova applicazione almeno fino al 31 dicembre 2025;
- la definizione a cura dell'Autorità dei termini e delle modalità per il superamento del meccanismo di perequazione;
- la definizione a cura dell'Autorità delle modalità con cui GME calcola il prezzo di riferimento ai fini del superamento del meccanismo di perequazione, con messa a disposizione da parte del Sistema Informativo Integrato dei flussi informativi sui dati di prelievo necessari a tale scopo.

Successivamente, l'Autorità ha pubblicato il DCO 194/2024/R/eel in cui sono state illustrate le modalità di superamento del Prezzo Unico Nazionale a partire dal 1° gennaio 2025, in coerenza con le disposizioni del decreto MASE 18 aprile 2024 che stabiliva l'applicazione dei prezzi zionali anche alla domanda e la definizione da parte di ARERA, per un periodo transitorio, di una componente perequativa a compensazione dell'eventuale differenziale tra prezzo zonale e PUN. Nel DCO, a valle di un excursus sull'attuale ruolo del PUN sia nell'ambito dei mercati retail che nel mercato all'ingrosso, sono state esposte due ipotesi alternative per l'anno 2025, rimandando a successive valutazioni e consultazioni l'identificazione della soluzio-

ne a regime (dal 2026 e con almeno 12 mesi di preavviso). La prima ipotesi prevedeva la sostituzione del PUN con il nuovo indice PUN Index GME (calcolato sostanzialmente allo stesso modo dell'attuale PUN ossia come media ponderata dei prezzi zionali) che non determinerebbe impatti rilevanti né sul mercato retail né su quello all'ingrosso né sul meccanismo delle garanzie. La seconda ipotesi prevedeva l'introduzione di una nuova componente perequativa gestita da Terna. Tale ipotesi richiedeva la modifica della regolazione in essere per i servizi di ultima istanza (Servizio di maggior tutela, i servizi a tutele graduali e servizio di salvaguardia) e per le offerte Placet a prezzo variabile.

In entrambe le opzioni, tuttavia, l'Autorità rilevava che la sostituzione del PUN con un nuovo indice di riferimento (PUN Index GME) non rientrava nella discrezionalità dei venditori in quanto dettata da un'evoluzione normativa e regolatoria e pertanto riteneva sufficiente che il venditore informasse i clienti interessati in merito alle modifiche contrattuali intervenute nella prima bolletta in cui queste trovassero applicazione.

A fine luglio 2024, l'Autorità ha pubblicato la delibera 304/2024/R/eel che disponeva a partire dal 1° gennaio 2025 l'inizio della fase transitoria di superamento del Prezzo Unico Nazionale, in cui permarrà un prezzo di riferimento (il Pun Index Gme) calcolato in maniera del tutto analoga all'odierno PUN ma con un meccanismo di perequazione rispetto ai prezzi zionali. A tal proposito, l'Autorità ha confermato la prima ipotesi avanzata nel DCO 194/2024 che prevedeva l'applicazione di una componente compensativa sull'energia acquistata sul Mercato del Giorno Prima (MGP). La scelta di tale ipotesi è dovuta ai limitati impatti sull'attuale architettura di mercato.

Regolazione tariffaria

Con delibera n. 206-2024 l'Autorità ha approvato i valori delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2024 per il servizio di distribuzione e di misura dell'energia elettrica. La tariffa provvisoria per il servizio di distribuzione per areti è di €419.867.005.

Il valore delle immobilizzazioni e del relativo fondo ammortamento e il valore netto dei contributi pubblici e privati dei cespiti in esercizio sono gestiti in continuità con i criteri regolatori vigenti e sono rivalutati in funzione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, rilevato dall'Istat, al netto delle quote di ammortamenti e dismissioni.

Il valore della componente T(res) della tariffa per il servizio di misura è pari a 213,31 espresso in centesimi di euro per anno per punto di misura effettivo, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici.

REGOLAZIONE AMBIENTE

L'ARERA con la delibera 443/19 del 31 ottobre 2019 ha approvato il primo metodo tariffario servizio integrato di gestione dei rifiuti per gli anni 2018-2021. Il Metodo Tariffario Rifiuti - MTR, definisce le nuove regole per i corrispettivi TARI da applicare agli utenti nel 2020-2021, i criteri per i costi riconosciuti nel biennio in corso 2018-2019 e gli obblighi di comunicazione.

Come in altri settori soggetti a regolazione, l'MTR fa riferimento a dati ex post e riferibili a fonti contabili certe (bilanci) relativi all'anno a-2 e applicati all'anno a (inserendo indicazioni di conguagli che permeano l'intera struttura algebrica del metodo) e non più a dati previsionali.

L'ARERA, nel nuovo metodo, applica un approccio ibrido, mutuato dalle altre regolazioni dei servizi, caratterizzato da un diverso tratta-

mento dei costi di capitale e dei costi operativi, ovvero sia:

- costi di capitale riconosciuti secondo uno schema di regolazione del tipo *rate of return*;
- costi operativi con l'applicazione di schemi di regolazione incentivante e con la definizione di obiettivi di efficientamento su base pluriennale.

Il metodo prevede limiti tariffari alla crescita dei ricavi e l'introduzione di quattro diversi schemi adottabili dagli enti locali e dai gestori, in relazione agli obiettivi di miglioramento del servizio. Inoltre, regola le fasi che compongono il servizio integrato rifiuti: spazzamento e lavaggio strade, raccolta e trasporto, trattamento e recupero, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani, gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

L'ARERA ha, in questa prima definizione del MTR, ha mantenuto la struttura algebrica del metodo fissato dal DPR 158/1999, prevedendo anche l'inserimento di ulteriori componenti addizionali per la determinazione dei corrispettivi, quali:

- limite alla crescita complessiva delle entrate tariffarie, con l'introduzione di un fattore di limite alla variazione annuale che tenga conto, anche, del miglioramento di efficienza e del recupero di produttività;
- impostazione asimmetrica caratterizzata da una matrice tariffaria che nella valutazione e nei calcoli delle singole componenti di costo, considera i seguenti elementi: 1) obiettivi di miglioramento del servizio stabiliti a livello locale; 2) eventuale ampliamento del perimetro gestionale;
- fattore di sharing relativamente ai ricavi provenienti dalla vendita di materiale ed energia derivante da rifiuti (compreso tra 0,3 e 0,6), e relativo ai ricavi CONAI (compreso tra 0,1 e 0,4);
- introduzione di una componente a conguaglio per i costi variabili e fissi, definita come differenza tra le entrate definite dall'ARERA per le componenti di costo variabile e/o fisso per l'anno a-2 e le entrate tariffarie computate all'anno a-2.;
- introduzione di due diversi tassi di remunerazione del capitale investito netto (WACC) per il servizio del ciclo integrato dei rifiuti e un tasso di remunerazione differenziato per la valorizzazione delle immobilizzazioni in corso: 6,3% per gli anni 2020-2021; maggiorazione dell'1% a copertura degli oneri derivanti dallo sfasamento temporale tra l'anno di riconoscimento degli investimenti (a-2) e l'anno di riconoscimento tariffario (a) (cosiddetto *time lag*).

Con il Testo Integrato TITR – 444/2019/R/rif – disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati” sono definite le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023. Nell'ambito di intervento sono ricompresi gli elementi informativi minimi da rendere disponibili da parte del gestore del ciclo integrato attraverso siti internet, gli elementi informativi minimi da includere nei documenti di riscossione (avviso di pagamento o fattura) e le comunicazioni individuali agli utenti relative a variazioni di rilievo nella gestione.

Con delibera **363/2021/R/rif**, l'Autorità ha approvato il nuovo **Metodo Tariffario Rifiuti (c.d. MTR-2)** per le annualità del periodo 2022-2025. Il metodo fissa anche i criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di proprietà di operatori non integrati nelle attività a monte della filiera, che si applicano solo agli “impianti minimi” definiti dagli Enti competenti nell'ambito della pianificazione territoriale; invece, gli impianti non qualificati come “minimi” (denominati “aggiuntivi”) sono assoggettati solo alla disciplina relativa alla trasparenza delle informazioni sull'esercizio. Alla luce

della metodica introdotta, i gestori degli impianti “minimi” sono tenuti a predisporre il Piano Economico Finanziario (PEF) per il periodo 2022-2025 secondo le indicazioni previste nel predetto MTR-2 e – ai sensi dell'articolo 7 della delibera 363/2021/R/rif – trasmetterlo agli organismi competenti per la validazione; questi ultimi procedono poi all'invio ad ARERA per la verifica della coerenza regolatoria degli atti e la successiva approvazione delle tariffe.

Hanno successivamente completato il quadro della regolazione tariffaria definita per il MTR-2 la delibera **459/2021/R/rif** recante la valorizzazione dei parametri per la determinazione dei costi d'uso del capitale (i.e. il tasso di inflazione programmata e il vettore che esprime il deflatore degli investimenti fissi lordi per il periodo di applicazione di MTR-2), e la delibera **68/2022/R/rif** che ha fissato, per i gestori che svolgono le attività di trattamento in forma non integrata, il valore del WACC pari al 6%.

Con la Determina **01/DRIF/2022** del 22 aprile 2022, invece, l'ARERA ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria che i gestori degli impianti “minimi” sottopongono agli organismi competenti, costituiti dagli EGATO o dalla Regione.

Nel corso del 2022, a valle degli atti di programmazione settoriale pubblicati dagli organismi competenti in applicazione della disciplina ARERA ex delibera 363/2021/R/rif, Acea Ambiente e le società del gruppo coinvolte hanno provveduto ad effettuare le attività propedeutiche per adempiere alle attività regolatorie per gli impianti classificati come “minimi” e successivamente a trasmettere la documentazione prevista dalla determina 01/DRIF/2022.

In data 24 e 27 febbraio 2023, sono state pubblicate, rispettivamente, le sentenze n. **486/2023** e **501/2023**, e in data 6 marzo 2023, la sentenza n. **557/2023**, con cui il TAR Lombardia, Milano, Sezione Prima, ha **annullato in parte la deliberazione 363/2021/R/rif**. In particolare, il TAR ha ravvisato nell'individuazione degli impianti “minimi” da parte di ARERA un'“invasione di campo” rispetto a competenze dello Stato, con la conseguente assegnazione alle Regioni di poteri non spettanti ad esse e un'inversione procedimentale dell'iter di programmazione.

L'ARERA ha pubblicato il 7 marzo 2023 la delibera **91/2023/C/rif** per informare della proposta di appello presso il Consiglio di Stato, con istanza di sospensione cautelare, avverso le sentenze del TAR Lombardia in quanto secondo l'Autorità “le richiamate sentenze si basano su un'erronea interpretazione degli elementi di fatto e di diritto rilevanti”. Il Consiglio di Stato ha in seguito rigettato tale richiesta di sospensione cautelare.

Nelle more delle decisioni di merito del Consiglio di Stato, l'Autorità, con il documento di consultazione **275/2023/R/rif**, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 62/2023/R/rif, espone i suoi orientamenti per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del metodo tariffario rifiuti (MTR-2). In particolare, l'Autorità conferma la volontà di non acquiescenza alle richiamate sentenze del TAR Lombardia e propone degli aggiornamenti sui principali parametri economici in primis il tasso di inflazione.

A conclusione dei procedimenti già menzionati, nel mese di luglio 2023 ARERA ha pubblicato i seguenti provvedimenti:

- delibera **385/2023/R/rif** “Schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani” che segue (da ultimo) gli orientamenti presentati con il citato DCO 262/2023/R/rif;
- delibera **386/2023/R/rif** “Istituzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani” che riprende le proposte formulate dal DCO 611/2022/R/RIF ma non conferma l'introduzione dello strumento perequativo legato alla gerarchia dei rifiuti per i conferimenti verso gli impianti (rinviato al prossimo periodo regolatorio);



- delibera **387/2023/R/rif** “Obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull’efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani” che introduce una prima disciplina della qualità per gli impianti, a valere sia su aspetti tecnici (in particolare la gestione degli scarti del trattamento) e contrattuali/commerciali (gestione dei reclami e delle richieste scritte da parte degli utenti, monitoraggio delle interruzioni del servizio) rispetto alla quale la Società ha adottato apposite misure di compliance a livello di raccolta e registrazione delle informazioni e adeguamenti dei contratti e del sito internet; pur prevedendo primi obblighi di monitoraggio e comunicazione, il provvedimento non introduce gli standard di servizio correlati a meccanismi di premi e penalità che erano stati preannunciati dal DCO 214/2023/R/rif;
- delibera **389/2023/R/rif** “Aggiornamento biennale (2024-2025) del metodo tariffario rifiuti (MTR-2)” con il quale, in linea con le proposte del DCO 275/2023/R/rif, provvede a confermare e aggiornare (con particolare riferimento ai parametri economici e ai tassi di inflazione interni al metodo) l’impianto generale relativo alla definizione delle tariffe di accesso agli impianti ex delibera 363/2021/R/rif e nello specifico l’aggiornamento della predisposizione tariffaria per il biennio 2024-2025 (sulla base dei dati aggiornati relativi al biennio 2022-2023) entro il 30 aprile 2024. Con la delibera 465/2023/R/rif ARERA ha successivamente confermato le disposizioni inserite in ottemperanza della sentenza n. 7196/23 del Consiglio di Stato e relative allo scomputo dal riconoscimento tariffario per le gestioni integrate di costi/ricavi attribuibili alle attività di prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata.

Nel corso del mese di dicembre 2023, le **Sentenze del Consiglio di Stato, Sezione Seconda, nn. 10548, 10550, 10734, 10775** hanno respinto il ricorso in appello di ARERA confermando le motivazioni già espresse dal TAR Lombardia che aveva ritenuto illegittima la classificazione degli impianti prevista dal MTR-2, in quanto la materia rientra nelle competenze programmatiche spettanti allo Stato. Con la delibera **7/2024/R/rif** e la **72/2024/R/rif** ARERA ha quindi provveduto ad ottemperare a tali pronunce, confermando la regolazione tariffaria per gli impianti “minimi” a decorrere dal biennio 2024-2025 (come aggiornata dalla delibera 389/2023/R/rif e dalla delibera 7/2024/R/rif per quanto concerne i riferimenti temporali e il nuovo tasso di remunerazione degli investimenti – WACC – aumentato dal 6% al 6,6%). La conferma dell’impostazione degli impianti “minimi” trova ora il presupposto nei criteri nel frattempo individuati dal PNGR (DM 24 giugno 2022, n. 257).

Inoltre, con la delibera **27/2024/R/rif** ARERA ha avviato il procedimento per la definizione di direttive per la separazione contabile e amministrativa nel settore dei rifiuti urbani, con l’obiettivo di applicare la disciplina a partire dal prossimo periodo regolatorio dal 2026.

Infine, ARERA con la determina n. 2 del 16 aprile 2024 ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il biennio 2024-2025 e delle modalità operative per la relativa trasmissione all’Autorità, nonché ha fornito chiarimenti su aspetti applicativi della disciplina tariffaria di accesso agli impianti di trattamento, ai sensi delle deliberazioni 363/2021/R/rif, 7/2024/R/rif e 72/2024/R/rif.

SCENARIO DI RIFERIMENTO PER GLI ASPETTI ESG (ENVIRONMENTAL, SOCIAL, GOVERNANCE)

Lo sviluppo sostenibile

Il 2024 si è caratterizzato per la realizzazione di diverse iniziative da parte dell’Unione Europea che, in un contesto politico influenzato dal periodo conclusivo della legislatura, hanno consolidato la cornice di riferimento strategica e normativa nel solco del perseguimento degli obiettivi condivisi di sostenibilità delineati dal Green Deal. A tal proposito, la Commissione Europea ha recentemente proposto un investimento da €100 miliardi per sostenere la produzione di tecnologie pulite nell’UE, nell’ambito del Clean Industrial Deal. Questo investimento, in particolare, mira a rafforzare la competitività delle industrie ad alta intensità energetica, aiutandole a fronteggiare costi elevati e requisiti normativi stringenti nel mercato globale. Inoltre, la Commissione prevede la collaborazione con la Banca Europea per gli Investimenti per sviluppare schemi di garanzia che riducano i costi dei contratti a lungo termine per l’energia rinnovabile e supportino i produttori di reti elettriche. È stata anche proposta la creazione di un Centro UE per le Materie Prime Critiche, volto all’acquisto di metalli e minerali essenziali per la transizione energetica.

Come noto, dal 1° gennaio 2024 si applica la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), che rinnova profondamente la reportistica di sostenibilità delle imprese, ampliando il numero di soggetti coinvolti e introducendo nuovi standard per la rendicontazione degli impatti ESG (Environmental, Social, Governance). La CSRD rafforza la correlazione tra l’informativa non finanziaria e quella economico-finanziaria, imponendo obblighi più stringenti in termini di trasparenza e verificabilità delle informazioni, con l’obiettivo di rendere il mercato europeo più sostenibile e resiliente. In tale contesto, è rilevante anche l’adozione del Regolamento UE 2023/2772, che stabilisce criteri specifici per la divulgazione delle informazioni sulla sostenibilità.

Nel quadro invece del piano d’azione inquinamento zero per aria, acqua e suolo, troviamo le proposte di direttive in merito al trattamento delle acque reflue urbane e sulla protezione delle acque superficiali e sotterranee, in piena sinergia e coerenza, inoltre, con la recente revisione della direttiva sull’acqua potabile. Di rilievo è inoltre l’approvazione della cosiddetta legge sul ripristino della Natura che mira a reintegrare, dal 2030, e stabilendo obiettivi e obblighi giuridicamente vincolanti specifici, la qualità naturale diversi ecosistemi, dalle foreste agli ecosistemi marini, nonché gli ambiti agricoli e urbani. In base alle nuove norme, gli Stati membri saranno tenuti a elaborare e presentare alla Commissione piani nazionali di ripristino. In linea con queste evoluzioni, il 5 marzo 2024, Acea ha presentato il suo nuovo Piano Industriale 2024-2028, denominato “Green Diligent Growth”, in cui tutte le dimensioni dello sviluppo sostenibile (ambientale, sociale e governance), dagli obiettivi assunti in sede SBTi, alla nuova politica per i diritti umani, dall’impegno per promuovere le performance di sostenibilità lungo la catena di fornitura, allo sviluppo su linee di finanziamento ESG, rivestono un ruolo abilitante per perseguire la propria missione di operatore di infrastrutture sostenibili (per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo “La strategia di sostenibilità”).

La legislazione nei mercati di riferimento, a livello locale, nazionale e sovra-nazionale

Il contesto normativo di riferimento per il Gruppo Acea è ampio ed articolato in funzione della specificità dei business gestiti e della varietà degli ambiti su cui intervengono le discipline normative e regolatorie che incidono sull’operatività aziendale.

Nel settore idrico, di rilevante interesse l’entrata in vigore del Re-

golamento sul Riuso (EU) 2020/741, il 26 giugno 2023 e il relativo atto delegato, Regolamento 2024/1765 (UE), entrato in vigore lo scorso 10 luglio, che detta le specifiche tecniche per il riutilizzo delle acque ad uso agricolo, nonché la Direttiva (UE) 2024/3019 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane. Con tale Direttiva sono state adottate nuove norme per un trattamento più efficiente prevedendo la copertura di un maggior numero di agglomerati e inquinanti.

Da segnalare, in tema di normativa interna, il DL 89/2024 (Decreto Infrastrutture) che interviene anche in maniera specifica sull'opera di rifacimento del tronco superiore del Peschiera, prevedendo un ulteriore finanziamento pubblico.

Vi è poi il DL Coesione (DL 60/2024 convertito dalla legge 95/24) in materia di utilizzo delle risorse delle politiche di coesione europea 2021-2027, con l'obiettivo prioritario di accelerare la realizzazione delle azioni dei programmi ricadenti nei settori strategici tra cui il settore idrico e l'istituzione della Cabina di Regia per il FSC.

Con il nuovo Piano per interventi settore idrico (PNISSI) è stato dato via libera dal MIT a 418 interventi per €12 miliardi. Il DPCM PNISSI, Pubblicato in GU il 27 dicembre 2024, reca l'adozione del PNISSI, per la pianificazione degli interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico. Confluiscono inoltre all'interno del piano diversi attuativi adottati per il finanziamento dei predetti interventi, tra cui il Piano Straordinario invasi e lo Stralcio riguardante la sezione Acquedotti.

Inoltre, con il DL Agricoltura DL 63/2024, convertito dalla legge 101/2024 (art. 11), si prevedono misure urgenti per il contrasto della scarsità idrica, oltre al finanziamento dei primi interventi urgenti. Nella stessa direzione, il 31 dicembre 2024 è entrato in vigore DL Emergenze PNRR con il quale si introducono misure urgenti per il contrasto della scarsità idrica, per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche. Il 16 dicembre è stata pubblicata la legge di conversione del DL Ambiente che include disposizioni per la tutela ambientale del Paese, la semplificazione dei procedimenti autorizzativi e l'economia circolare.

Sulla promozione dell'uso delle rinnovabili rilevano vari provvedimenti qui di seguito indicati:

- il DM Aree Idonee (DM Ambiente 21 giugno 2024) che disciplina l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e dal pacchetto "Fit for 55%" anche alla luce del "REpowerEU" in linea con il principio di neutralità tecnologica;
- il DM FER2 (DM 19 giugno 2024) sulla produzione di energia elettrica da impianti FER innovativi o con costi di generazione elevati attraverso un sistema di incentivi;
- il Decreto CER (decreto MASE del 7 dicembre 2023, n. 414) che introduce le nuove modalità di incentivazione per sostenere l'energia da fonte rinnovabile prodotta in configurazioni di auto-consumo;
- Il D.Lgs. Riordino FER – Pubblicato in GU il 12 dicembre, ed in vigore dal 30 dicembre 2024. Il provvedimento regola i regimi autorizzatori per la realizzazione degli impianti FER, ovvero l'attività libera, la PAS e la AU. Inoltre, a seguito dell'esame parlamentare, è stata introdotta una normativa specifica per le zone di accelerazione, disciplinando i regimi autorizzatori applicabili agli impianti situati in queste aree, nonché una clausola di salvaguardia. DM MASE Ammissione settore agevolazioni energivori – Pubblicato il 27 novembre 2024 ed in vigore dal giorno successivo, reca i termini e le modalità per la presentazio-

ne della proposta di ammissione di un settore o sottosettore al regime di agevolazioni per gli energivori. In particolare, dispone che la predetta proposta possa essere presentata alla DG Domanda ed efficienza energetica del MASE dai seguenti soggetti: Impresa dotata dei requisiti di consumo e che, secondo i criteri di ARERA, opera in uno dei settori o sottosettori non inclusi nell'Allegato 1 alle Linee Guida CE in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia; Associazioni di categoria rappresentative dei settori o sottosettori non inclusi nel medesimo allegato; DM MASE risorse regioni installazione FER – Firmato il 4 dicembre, pubblicato sul sito del MASE il 12 febbraio ed entrato in vigore il giorno successivo. Attuativo dell'art. 4 del DL 181/2023 (cd. DL "Sicurezza energetica"), prevede la destinazione di una quota dei proventi delle aste ETS per alimentare un fondo con finalità di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale, da ripartire tra le regioni per l'adozione di misure per la decarbonizzazione, promozione dello sviluppo sostenibile, accelerazione e digitalizzazione degli iter autorizzativi delle FER.

In ambito europeo risultano di rilevante interesse i seguenti atti normativi:

- Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione;
- Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione.

In materia di ambiente si segnalano l'aggiornamento delle regole Eow del Ministero dell'Ambiente per la cessazione della qualifica di rifiuto dei rifiuti inerti da costruzione e demolizione, nonché, sempre in tema, l'aggiornamento del Protocollo UE per la gestione dei rifiuti da costruzione e demolizione. Meritano poi menzione, sempre a livello nazionale, le nuove regole sul mercato di scambio delle quote di emissione di gas serra (Emission trading system).

A livello di normativa UE, va sottolineata l'entrata in operatività del regolamento 2024/1991 sul "ripristino della natura" che introduce per gli Stati membri una serie di nuovi obiettivi per attuare il ripristino del buono stato degli habitat terrestri, marini, urbani, forestali e agricoli che risultano degradati. Va inoltre sottolineato l'avvio di una procedura di infrazione contro l'Italia per il non corretto recepimento della direttiva 2018/851/UE sui rifiuti; con riguardo alla responsabilità estesa del produttore, alla garanzia di un riciclaggio di alta qualità, alla raccolta differenziata dei rifiuti pericolosi e all'attuazione di un sistema elettronico di tracciabilità.

Cambiamento climatico

La sensibilità all'evolversi del cambiamento climatico ed ai suoi effetti sui business gestiti è tema ormai consolidato a livello internazionale che si riflette anche in una maggiore richiesta di informativa nella relazione finanziaria annuale. In particolare l'ESMA, nelle sue European Common Enforcement Priorities, ha evidenziato che gli emittenti debbano considerare nella preparazione dei bilanci IFRS i rischi climatici nella misura in cui i medesimi siano rilevanti a prescindere dal fatto che detti rischi siano o meno esplicitamente previsti dagli standard contabili di riferimento.

Il Gruppo Acea descrive le proprie considerazioni in merito alle azioni riconducibili alla mitigazione degli effetti del cambiamento climatico così come all'adattamento al cambiamento climatico nel paragrafo di sostenibilità in base a quanto disposto dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD).



Il Gruppo Acea ha sviluppato una strategia climatica integrata che si pone principalmente di contribuire agli obiettivi di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici tramite rilevanti investimenti per aumentare la resilienza e la sicurezza delle infrastrutture, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili, migliorare l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas climalteranti. Gli obiettivi sono formalizzati nel Piano di Sostenibilità 2024-2028 di Gruppo che prevede circa €5,4 miliardi per interventi correlati a target di sostenibilità ambientali.

La strategia di sostenibilità e il piano di azione definito integrano, inoltre, le risultanze delle analisi dei rischi climatici condotte attraverso l'applicazione del framework dell'International Sustainability Board (ISSB) e della metodologia di Enterprise Risk Management (ERM) del Gruppo. Tale analisi è finalizzata a identificare i rischi fisici, legati agli eventi meteorologici estremi e ai cambiamenti climatici a lungo termine che possono impattare le infrastrutture e le operazioni aziendali, e i rischi di transizione, connessi all'evoluzione del quadro normativo, ai cambiamenti nelle preferenze dei consumatori e all'adozione di nuove tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Nella definizione e attuazione della propria strategia, Acea svolge una costante attività di coinvolgimento degli stakeholder, istituzioni e comunità locali promuovendo programmi di sensibilizzazione e formazione per diffondere una cultura della sostenibilità, collaborando con enti di ricerca per lo sviluppo di soluzioni innovative e partecipando a tavoli di lavoro nazionali e internazionali per contribuire alla definizione di politiche ambientali efficaci. Grazie a questa strategia integrata, Acea si pone come un attore chiave nella transizione ecologica, dimostrando un impegno concreto nella lotta al cambiamento climatico e nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.

Tra gli elementi strategici che Acea pone in essere al fine di perseguire la mitigazione del rischio sui cambiamenti climatici si segnalano principalmente:

- l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare attenzione all'energia solare, idroelettrica ed eolica. In questo contesto, Acea ha avviato progetti di sviluppo di nuovi impianti fotovoltaici e di ammodernamento delle centrali idroelettriche esistenti, aumentando la loro efficienza e capacità produttiva. Inoltre, proseguono le attività di sviluppo di progetti per la produzione di biogas e biometano, valorizzando i rifiuti organici e i fanghi di depurazione;
- il miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti delle società del Gruppo e delle sedi, per migliorare il rendimento energetico delle proprie strutture e ridurre il consumo di risorse e le emissioni. Tra le iniziative più rilevanti vi sono l'adozione di tecnologie smart per la gestione delle reti idriche ed elettriche, l'ottimizzazione dei processi industriali e l'utilizzo di sistemi di accumulo energetico per bilanciare la domanda e l'offerta di energia;
- l'incremento della quota di energia acquistata con Garanzia d'Origine e della produzione di energia rinnovabile per autoconsumo;
- l'aumento della quantità di energia elettrica green venduta ai clienti finali e la compensazione dei volumi di gas metano venduti, tramite acquisto di crediti di carbonio volontari certificati.

Inoltre, il gruppo prosegue nel percorso di riduzione delle emissioni climalteranti con un obiettivo "Well below 2°C" in linea con le traiettorie dell'Accordo sul Clima di Parigi. Tale impegno validato da Science Based Targets initiative (SBTi) prevede obiettivi di riduzione al 2032 rispetto all'anno base 2020: riduzione del 56% dell'intensità delle emissioni dirette di Scope 1, una riduzione del 32% delle emissioni indirette di Scope 2 derivanti dall'energia acquistata, la diminuzione del 30% delle emissioni indirette di Scope 3 (emissioni indirette derivanti dalla vendita di gas). Inoltre, Acea punta a una

riduzione del 56% delle emissioni Scope 1 e Scope 3 connesse alla produzione e alla vendita di energia elettrica.

Di seguito si fornisce una sintesi delle considerazioni svolte dal management con riferimento agli aspetti ritenuti rilevanti ai fini della predisposizione del bilancio nei settori di attività in cui si opera.

Con riferimento al breve periodo, in considerazione delle analisi svolte e degli strumenti mitigativi definiti dai piani sopra richiamati, il management non rileva impatti specifici di rilevante entità derivanti da rischi legati al clima, da considerare nell'applicazione dei principi contabili o che necessitino di particolare disclosure. Tale considerazione è supportata dal costante impegno del Gruppo a perseguire l'eccellenza dell'erogazione del servizio in tutti i settori di attività serviti, questo comporta un costante impegno nello sviluppo di infrastrutture adeguate e nell'evoluzione della gestione delle medesime, con applicazione di innovazione tecnologica e digitalizzazione, nonché nella preservazione e tutela della risorsa idrica, nello sviluppo di capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nell'efficientamento energetico dei processi produttivi, nel perseguimento di un approccio all'economia circolare e nell'espletamento dei controlli riguardo le commodity fornite alla clientela.

Con riferimento al medio-lungo periodo il management, nel perseguire la definizione di aggiornati piani di sviluppo, non ravvede ulteriori considerazioni specifiche da fattorizzare nell'applicazione dei principi contabili per la predisposizione di bilancio e relative disclosure.

Si fa inoltre presente che le principali società del Gruppo già a partire dal 2020-2021 hanno avviato un processo per identificare i rischi fisici prioritari, analizzandoli attraverso scenari climatici anche in relazione ai territori in cui gli asset sussistono, con proiezioni a medio-lungo termine, inclusi gli impatti economici derivanti dall'aumento della probabilità di eventi estremi. I rischi principali identificati sono: siccità e stress idrico (per gli impianti idrici), precipitazioni estreme e esondazioni (per le reti di distribuzione di energia), e fulminazioni (per gli impianti di produzione di energia).

A titolo esemplificativo, la società areti integralmente consolidata valuta e quantifica gli effetti del cambiamento climatico (ondate di calore/siccità e allagamenti) sugli asset e gli interventi di mitigazione da mettere in campo nel Piano di Resilienza approvato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Il management ha valutato che tali investimenti non riducono o modificano l'aspettativa con riferimento ai benefici economici connessi all'utilizzo delle attività iscritte tra le immobilizzazioni materiali in quanto gli stessi hanno rilevanza regolatoria e dunque soggetti a meccanismi di ristoro specifici. Pertanto, non si è resa necessaria la rivisitazione critica della vita utile delle immobilizzazioni in bilancio.

Con specifico riferimento alla vendita di commodity, il Gruppo monitora come potenziale effetto derivante dal rischio reputazionale la vita utile della customer base e delle valutazioni di bilancio ad essa correlate.

Con riferimento all'esistenza di rischi di impairment delle attività, il management ha considerato che, sebbene le azioni di mitigazione/adattamento del rischio climatico comportino la necessità di pianificare la manutenzione/evoluzione degli impianti per garantire la qualità del servizio, la sicurezza degli asset gestiti ed il mantenimento delle prestazioni degli stessi, queste attività comunque sono considerate nell'ambito della previsione dei flussi di cassa utilizzati alla base della determinazione del value in use.

Nello specifico, si sono identificati gli impatti in termini di sensitivity analysis su CGU, società ed impianti attraverso lo sviluppo della risk analysis, considerando le principali variabili esogene impattate indirettamente dai temi climate change (quali Indice dei prezzi alla produzione, Indice dei prezzi energia, Indice dei prezzi gas) poten-

zialmente in grado di impattare le variabili economiche di interesse (EBITDA). L'andamento dei costi di acquisto delle materie prime insieme a quello dei derivati di copertura richiede un'attenta politica di monitoraggio dei fabbisogni e della copertura dei prezzi. L'andamento del costo delle commodity in derivazione degli effetti del cambiamento climatico potrebbe rendere onerosi taluni contratti di vendita. Inoltre, l'indisponibilità delle materie prime potrebbe rendere inefficaci coperture di flussi di cassa derivanti da transazioni future altamente probabili.

Infine, con particolare riferimento ai settori regolati, la presenza di rischi fisici cronici potrebbe portare ad una riduzione della qualità del servizio con conseguente sorgere di passività per penalità. Nello specifico fenomeni estremi come le alluvioni possono causare danni agli asset ed interruzioni del servizio (guasti, blackout, etc.) o, per la rete idrica, tracimazione degli scarichi collegati ai sistemi di acque reflue e torbidità delle fonti idriche. Tali ripercussioni possono influire sull'erogazione dei servizi in conformità alle leggi e regolamenti vigenti, con la conseguente possibilità di incorrere in sanzioni pecuniarie. Come precedentemente indicato, anche grazie agli interventi di mitigazione del rischio posti in essere, sono stati ipotizzati come invariati i potenziali impatti economico-finanziari associati ai rischi fisici.

Contesto geopolitico

Nel complesso, il 2024 si è caratterizzato per un quadro di crescente frammentazione economica e geopolitica, che ha imposto alle imprese un attento monitoraggio degli scenari globali e delle strategie di gestione del rischio. Sulla dinamica economica hanno influito diversi fattori di carattere geopolitico oltre che economico: il conflitto russo-ucraino, pur senza sviluppi risolutivi, ha continuato a influenzare l'economia globale, con crescenti difficoltà per l'Ucraina e un possibile riavvicinamento a soluzioni diplomatiche; anche conflitti relativamente più "nuovi," come quello tra Israele e Hamas, nel corso del 2024 ha assunto proporzioni sempre più gravi con un bilancio umanitario drammatico e il rischio di un allargamento regionale, coinvolgendo anche Hezbollah in Libano.

Ora, dopo gli shock degli ultimi anni, l'economia globale ha continuato il processo di normalizzazione, con gran parte degli squilibri che sono rientrati:

- Il 2024 ha visto un sostanziale riequilibrio nei mercati energetici: i prezzi del Brent si sono stabilizzati attorno agli 80 \$/bbl, sostenuti da una domanda più debole, in particolare dalla Cina, e da un surplus di offerta che ha controbilanciato le tensioni geopolitiche, compresi gli attacchi nel Mar Rosso da parte degli Houthi, che hanno avuto un impatto limitato sulla stabilità del commercio globale. Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica in Italia è sceso fino a 88 €/MWh a marzo 2024, pur rimanendo ben superiore ai livelli pre-crisi del 2019 (in cui la media si attestava a circa 52 €/MWh).
- A livello macroeconomico, il Fondo Monetario Internazionale, nel World Economic Outlook, prevede una crescita globale ancora in rallentamento, con divergenze regionali sempre più marcate: gli Stati Uniti hanno mantenuto un ritmo sostenuto grazie ai consumi interni, mentre l'Europa ha registrato una crescita più debole, e la Cina ha affrontato un rallentamento dovuto alla crisi del settore immobiliare che ha inciso negativamente sulla domanda interna.
- L'inflazione nell'Eurozona è rimasta contenuta ma con segnali di risalita, in particolare nei prezzi dell'energia, mentre l'inflazione core ha mostrato una certa stabilità (i prezzi al consumo dell'energia sono cresciuti dell'1,8% su base annua a gennaio 2025, mentre l'inflazione core è rimasta stabile al 2,7%). Le banche

centrali hanno continuato a monitorare attentamente l'andamento dell'inflazione, adottando politiche monetarie adeguate al fine di mantenere la stabilità dei prezzi.

Il contesto geopolitico e macroeconomico ha continuato a rappresentare una variabile critica per le aziende, con impatti sulle valutazioni patrimoniali e sulle strategie di bilancio. A tal proposito, il Public Statement dell'ESMA del 28 ottobre 2022, che analizzava gli effetti dell'invasione russa dell'Ucraina sulle rendicontazioni finanziarie, rimane un punto di riferimento per la valutazione dell'impairment test delle attività non finanziarie. Il cambio di approccio strategico, commerciale e finanziario delle aziende, successivo al perdurare del conflitto e all'aggravarsi del contesto geopolitico globale, ha incrementato notevolmente il rischio di impatti significativi sul valore contabile delle attività e passività di bilancio. L'ESMA raccomanda quindi alle società regolamentate di rivedere e aggiornare le assunzioni e ipotesi alla base del calcolo dei flussi prospettici, garantendo coerenza tra le strategie aziendali e le condizioni di mercato. In particolare, il valore recuperabile delle attività non finanziarie deve essere stimato considerando tutte le fonti informative, sia interne che esterne, e tenendo conto dell'aumento dell'incertezza globale. Per far fronte a tale scenario, si raccomanda l'uso di modelli previsionali basati su scenari multipli, supportati da parametri e input di stima ragionevoli e realistici, che riflettano i rischi di mercato, le tensioni geopolitiche e gli impatti dell'inflazione. Un elemento centrale del processo di impairment testing è la corretta determinazione del tasso di sconto, che deve riflettere le attuali condizioni di mercato e i rischi specifici delle attività valutate, escludendo il rischio già incluso nei flussi previsionali. L'ESMA sottolinea inoltre che l'incremento dei tassi di interesse e dell'inflazione può avere un impatto significativo sul tasso di sconto utilizzato per la stima del valore recuperabile delle attività. Di conseguenza, è fondamentale assicurare coerenza tra gli scenari macroeconomici adottati e le valutazioni di bilancio, al fine di garantire trasparenza e affidabilità nell'informativa finanziaria.

Lo sviluppo e l'innovazione tecnologica

Per Acea le collaborazioni, le partnership e i sistemi di imprese rappresentano driver fondamentali per il posizionamento ed il presidio del Gruppo nell'ecosistema dell'innovazione e per aprire nuovi canali privilegiati di accesso a idee, opportunità di business, opportunità tecnologiche, ricerca accademica e nuovi talenti.

Acea ha aderito a numerose tipologie di partnership e collaborazioni legate all'innovazione; infatti, da diversi anni il Gruppo partecipa in modo attivo nell'ecosistema dell'innovazione italiana e internazionale, scambiando best practice ed esperienze.

Si segnalano, a tal proposito, **ROAD** (Rome Advanced District) un progetto nato da un'idea di ENI, in collaborazione anche con Autostrade per l'Italia, Cisco, Ferrovie dello Stato, Bridgestone e NextChem con l'obiettivo di creare un luogo che diventi un centro di conoscenza e ricerca avanzata per sviluppare soluzioni per un futuro sostenibile; **CTE** (Casa delle Tecnologie Emergenti) di Roma, un living lab all'interno della stazione Tiburtina, realizzato da Roma Capitale con il cofinanziamento del MISE e degli altri corporate partner della CTE con l'obiettivo di supportare i nuovi attori dell'ecosistema dell'innovazione; **Zero** un acceleratore di startup nato dalla collaborazione tra la Rete Nazionale CDP Venture Capital SGR, Zest ed ELIS per supportare le migliori startup in ambito cleantech. Questa iniziativa offre alle nuove imprese non solo le competenze e gli strumenti necessari per superare le sfide del settore, ma anche la possibilità di sviluppare casi d'uso concreti, validare le loro soluzioni in contesti reali e testarle in ambienti industriali. Questo approccio accelera



il trasferimento tecnologico e ci permette anche di essere in prima linea nell'innovazione, individuando nuove opportunità di crescita per i business del Gruppo Acea. **Fondazione Rome Technopole** che rappresenta l'ecosistema di innovazione del Lazio che aggrega università, centri di ricerca, Regione Lazio, Comune di Roma, Camere di commercio, Unindustria e imprese innovative. Infine, è stato svolto con **NTT Data**, multinazionale con sede a Tokyo, un programma di Open Innovation annuale avente ad oggetto il lancio di una challenge volta a identificare soluzioni innovative per la gestione delle reti fognarie a fronte dell'imprevedibilità di eventi climatici avversi.

Lo sviluppo del personale

Le persone rappresentano per ogni organizzazione un asset fondamentale per rimanere competitivi in un contesto economico e sociale in trasformazione. Acea presta ascolto alle esigenze delle proprie persone ed elabora una People Strategy declinata in progetti e iniziative.

Acea annualmente redige un piano Equality & Care che raccoglie gli obiettivi e i relativi progetti sia in ambito diversity & inclusion sia in ambito di wellbeing e welfare aziendale. Nel corso del 2024 Acea è stata inserita dal *Financial Times* e *Statista* nella classifica dello speciale "Europe's Diversity Leaders 2024" per il quarto anno consecutivo, ha ottenuto la Certificazione *Top Employers Italia*, il riconoscimento ufficiale delle eccellenze aziendali nelle politiche e strategie HR e della loro attuazione.

In Acea è sviluppato un sistema integrato di welfare aziendale, fondato sull'ascolto dei dipendenti e dei loro fabbisogni e declinato attraverso sei pilastri fondamentali: salute, corporate wellness, family care, agevolazioni economiche, previdenza complementare e solidarietà. Numerose iniziative sono state attuate per implementare i pilastri del welfare, come, ad esempio, campagne di prevenzione sanitaria, servizi di supporto per il benessere psico-fisico e di sostegno alla genitorialità, agevolazioni economiche attraverso la sottoscrizione di diverse convenzioni corporate, partecipazione a diverse iniziative di solidarietà.

Tali tematiche vengono condivise in un Comitato Bilaterale, composto dai rappresentanti delle Società del Gruppo e delle Organizzazioni Sindacali.

Nell'ambito dei processi di formazione del Gruppo è stata costituita l'Accademy "Acea Business School" che eroga corsi in ambito manageriale, di ruolo, governance e digitale, rivolti a tutto il Gruppo e progettati con partner qualificati (Università, Business School, Centri di ricerca, ecc.). È stato avviato, in particolare, un percorso di 8 webinar "Connessioni future" dedicato ad approfondire l'applicazione dell'intelligenza artificiale al Gruppo e la correlazione con l'evoluzione della leadership e del mindset organizzativo. I primi 4 webinar erogati nel 2024 hanno coinvolto oltre 5.000 partecipanti di tutte le società del Gruppo. L'alto interesse ha permesso di lanciare un progetto di learning community dedicato all'intelligenza artificiale, per sperimentarne concretamente nei processi aziendali, e denominata LIA (Laboratorio Intelligenza Artificiale).

Il Gruppo Acea si è inoltre aggiudicato un bando pubblico per progetti a favore della maternità e che pertanto saranno finanziati nuovi servizi che supporteranno le lavoratrici donne nella fase della maternità, per un efficace supporto e reintegrazione nell'ambito lavorativo. Inoltre, è stato sottoscritto il codice di Autodisciplina nel quale il Gruppo Acea conferma il suo impegno nella promozione di un ambiente di lavoro equo e sostenibile, valorizzando il contributo delle donne lavoratrici e supportando le loro necessità durante le diverse fasi di vita, con particolare attenzione al periodo della maternità. Il Gruppo Acea è, infatti, da sempre impegnato nell'attuazione di politiche di welfare e nel rafforzamento delle iniziative a favore

delle madri lavoratrici anche attraverso l'adozione della "Carta della Persona e della Partecipazione" e della certificazione UNI/PDR 125:2022 nel 2022, rinnovata per l'anno 2024.

La gestione sostenibile della catena di fornitura

Acea, consapevole del contributo positivo che una gestione sostenibile della catena di fornitura può offrire alla tutela dell'equilibrio ambientale, si impegna nel definire modalità d'acquisto che includano caratteristiche intrinseche dei prodotti e aspetti di processo che limitino l'impatto ambientale e favoriscano l'attivazione di iniziative mirate alla minimizzazione degli sprechi, al riutilizzo delle risorse e alla tutela degli aspetti sociali coinvolti negli appalti di beni, servizi e lavori. Nell'affrontare tale percorso, in tema di green procurement, Acea si avvale da diversi anni dell'utilizzo dei Criteri Ambientali Minimi vigenti, contemplando nelle proprie gare d'appalto anche aspetti premianti, non obbligatori.

Acea da sempre è al servizio del territorio e del cittadino e tiene in grande considerazione il confronto con la catena di fornitura per essere sempre più efficiente nelle risposte alle sollecitazioni che provengono dal territorio.

La nascita di una filiera sostenibile dipende dall'autocontrollo di ciascuna impresa, ma anche da accordi tra tutti i membri della filiera. Una collaborazione che consente di avere rapporti più trasparenti e chiari che contribuiscono alla creazione di valore condiviso attraverso:

- Valutazione Ecovadis;
- Acquisti verdi;
- Due Diligence reputazionali;
- Sistemi di Gestione - Verifiche sulla Catena di Fornitura;
- Vendor rating;
- Sostenibilità e sicurezza;
- Valutazione rischio cyber.

La salute e sicurezza sui luoghi di lavoro

Acea realizza costanti campagne di sensibilizzazione sul tema, con l'obiettivo di incidere profondamente sulla diffusione capillare della cultura della sicurezza, coinvolgendo la totalità delle proprie persone. Ha adottato un avanzato modello di valutazione dei rischi e delle misure di controllo e mitigazione messe in atto. Altrettante iniziative di sensibilizzazione e coinvolgimento circa i temi su esposti riguardano appaltatori e sub appaltatori di Acea, partner fondamentali per la realizzazione dei business lungo la catena del valore.

La sicurezza vista come strategia, e non solo come compliance, si basa sulla possibilità di misurare e monitorare i risultati in un approccio manageriale. Acea, nell'ambito del percorso di miglioramento continuo che ha intrapreso, orientato alla prevenzione e riduzione del fenomeno infortunistico, mette a disposizione di tutte le proprie persone uno strumento valido ed efficace ai fini di una partecipazione attiva all'analisi dell'andamento degli indicatori; tale aspetto è spesso considerato rivelatore del livello di maturità della cultura della sicurezza e della cultura del miglioramento in un'organizzazione. Azioni di miglioramento basate sulla constatazione che vi sono margini da perseguire (ad es. azioni per ridurre l'incidenza di alcuni tipi di infortunio) ed azioni di consolidamento (ad es. mantenimento risultati positivi, crescita della resilienza organizzativa) rappresentano il naturale percorso del miglioramento continuo in materia di salute e sicurezza sul lavoro.

CONTRIBUTI PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA

Come noto, il Gruppo Acea è chiamato a svolgere un ruolo fondamentale per la crescita del Paese anche rispetto alla definizione ed all'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è il pacchetto di investimenti e riforme predisposto dal Governo italiano e presentato alla Commissione Europea per beneficiare del sostegno previsto dalla *Recovery and Resilience Facility* (RRF), istituita con Regolamento UE 2021/241 come nuovo strumento finanziario per supportare la ripresa negli Stati membri.

Ad oggi, l'Italia è il Paese che ha ricevuto la dotazione maggiore per il PNRR, con l'approvazione da parte del Consiglio dell'Unione Europea (Decisione di esecuzione 10160/21 del 13/07/2021) di uno stanziamento complessivo di €191,5 miliardi. Per ciascun investimento e riforma sono stati definiti precisi obiettivi e traguardi il cui conseguimento è condizione imprescindibile per l'erogazione delle risorse. Il PNRR originario prevede che il 40% delle risorse siano destinate alle regioni del Mezzogiorno, che il 37% sia indirizzato ad interventi per la transizione ecologica ed il 25% per la transizione digitale. Nell'allegato alla decisione sono stati definiti per ciascun investimento e riforma precisi obiettivi e traguardi il cui conseguimento è necessario per l'erogazione delle risorse. Tale conseguimento è cadenzato su base semestrale dal secondo semestre 2021 al 30 giugno 2026.

Lo scorso 8 dicembre 2023 è stata approvata la revisione del PNRR italiano (Decisione di Esecuzione n. 16051/23) con l'aggiunta del capitolo dedicato al REpowerEU per superare la crisi energetica e le tensioni geopolitiche generate dalla guerra in Ucraina. Così come

rimodulato il Piano ammonta a €194,4 miliardi e comprende n. 66 riforme e n. 150 investimenti che si articolano in n. 618 traguardi e obiettivi. In tal senso, il 39% delle risorse dovrà essere indirizzato ad interventi destinati per la transizione ecologica. Allo stato attuale sono stati allocati €71,78 miliardi in sovvenzioni e €122,60 miliardi in prestiti.

Nel corso del 2024 il PNRR è stato ulteriormente modificato, da ultimo con la Decisione del Consiglio dell'Unione Europea (15114/24) adottata il 18 novembre 2024 al fine di adeguare il Piano a nuove necessità attuative.

Nel corso degli ultimi tre anni, il Gruppo Acea ha ottenuto contributi a fondo perduto nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), finalizzati al sostegno degli investimenti e delle iniziative strategiche previste dal piano stesso.

In questo scenario le società del Gruppo Acea hanno beneficiato di risorse erogate nell'ambito delle misure del PNRR per complessivi 0,89 €mld, di cui:

- €0,70 miliardi di cui €0,55 miliardi per le infrastrutture idriche (M2-C4-I4.1 e M2-C4-I4.2) e €0,15 miliardi per fognatura e depurazione (M2-C4-I4.4);
- €0,174 miliardi per progetti di resilienza delle reti elettriche (M2-C2-I2.1) e smart grid (M2-C2-I2.2).

L'erogazione dei contributi PNRR è subordinata al rispetto di specifiche condizioni stabilite dalle autorità competenti, tra cui:

- il raggiungimento degli obiettivi previsti dal progetto finanziato;
- l'obbligo di rendicontazione periodica delle spese sostenute.

Il gruppo Acea conferma il rispetto degli obblighi previsti e continua a monitorare attentamente l'evoluzione normativa e amministrativa relativa all'attuazione del PNRR, al fine di garantire la corretta gestione e rendicontazione delle risorse ricevute.