

Contesto di riferimento

ANDAMENTO DEI MERCATI FINANZIARI E DEL TITOLO ACEA

Nel 2025, nonostante un contesto altamente volatile, l'azionario eurozona ha esteso i massimi storici, con l'Euro Stoxx che ha conseguito un Total Shareholder Return (TSR) del 25,2%. I listini sono stati prevalentemente sostenuti dalle attese di implementazione dei programmi di spesa pubblica in UE e in Germania relativamente ai settori difesa e infrastrutture, sottratti ai vincoli del patto di stabilità del debito, nonché da prospettive di allentamento della politica monetaria anche da parte della FED, che a seguito di alcuni segnali di rallentamento del mercato del lavoro US ha effettuato 3 tagli dei tassi d'interesse negli ultimi mesi dell'anno (dopo i 4 tagli BCE nei primi 6 mesi), con attese di ulteriori riduzioni nel corso del 2026. Importanti fattori di rischio, relativi alle politiche commerciali protezioniste statunitensi e all'escalation delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente, sono stati rispettivamente contenuti dall'adozione di nuovi accordi commerciali e dalla cessazione del conflitto Israele-Iran.

Il FTSE Mib ha chiuso l'anno con un TSR del 38,1%, in vantaggio di 13 punti percentuali rispetto all'indice generale eurozona, grazie alla forte contrazione dello spread sovrano e all'elevata esposizione al settore bancario, principale beneficiario del migliorato scenario macroeconomico eurozona. In un confronto internazionale, supportato dai citati programmi di spesa pubblica, l'azionario eurozona ha notevolmente sovraperformato quello statunitense; lo S&P 500 ha infatti limitato i rialzi al 17,9%, ma in termini rettificati per la dinamica valutaria il benchmark eurozona è in vantaggio di 21 punti percentuali.

I rendimenti obbligazionari di medio-lungo termine tedeschi hanno evidenziato un consistente rialzo (Bund decennale +49 bps), supportati dall'accelerazione della crescita attesa e dalle aspettative di aumento del debito associate ai citati programmi di spesa pubblica. I rendimenti italiani sono invece sostanzialmente stabili, con lo spre-

ad BTP-Bund in calo di 46 bps (a 70 bps), ai minimi da 16 anni, grazie al migliorato giudizio da parte delle agenzie di rating (da BBB a BBB+ sia per S&P che per Fitch, e da Baa3 a Baa2 per Moody's). A seguito del rallentamento del mercato del lavoro e dei tagli dei tassi conseguentemente implementati dalla FED, la curva US ha invece evidenziato una notevole flessione (-40 bps sulla scadenza decennale).

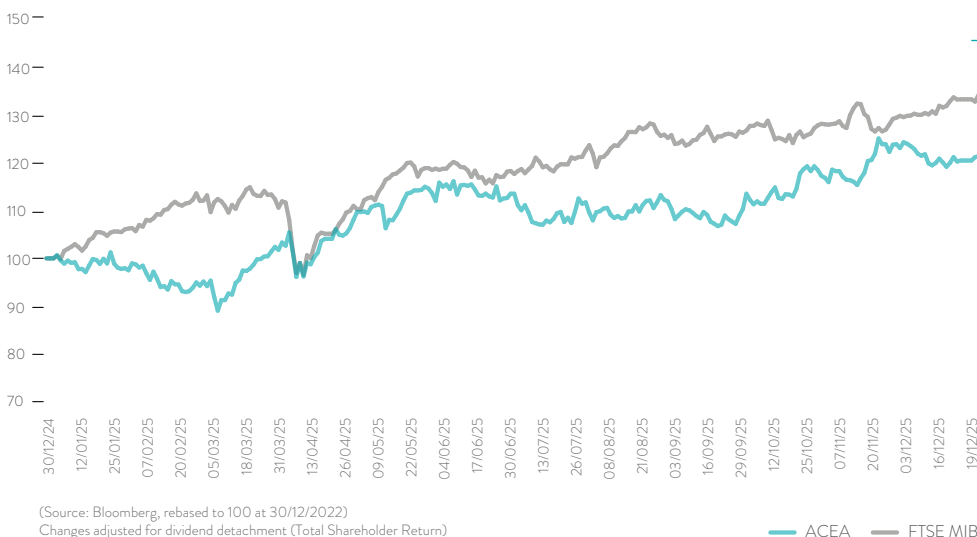
Di riflesso alla divergente dinamica dei rispettivi rendimenti obbligazionari, il tasso di cambio EUR/USD si è apprezzato del 13%, ai massimi da 4 anni.

In tale contesto, il settore utilities eurozona – malgrado la correlazione inversa ai rendimenti obbligazionari – ha evidenziato un rialzo del 41,1% sovraperformando di 16 punti percentuali l'indice generale eurozona, prevalentemente supportato dagli operatori tedeschi E.ON e RWE, beneficiari dei programmi governativi di spesa in infrastrutture energetiche.

Acea ha chiuso il 2025 con un rialzo (TSR) del 23,8%, mitigando, rispetto all'indice settoriale eurozona, la forte outperformance conseguita nel 2024, quando il titolo aveva consuntivato un TSR del 42,9% vs +2,2% per lo Euro Stoxx Utilities. In data 23 giugno il titolo ha staccato il dividendo da €0,95, a valere sull'utile dell'esercizio 2024. Il prezzo di chiusura dell'anno (€22,1) corrisponde a una capitalizzazione di Borsa di €4.707 milioni; i volumi giornalieri si sono attestati mediamente a 108 mila pezzi. I prezzi di chiusura giornalieri hanno oscillato fra un minimo registrato il 6 marzo a €16,40 e un massimo di €22,84 registrato il 20 novembre, che in termini rettificati per lo stacco e il reinvestimento dei dividendi rappresenta il nuovo massimo storico.

TSR 31/12/2025
(rispetto al 31/12/2024)

Acea	+23,8%
FTSE Mib	+38,1%





MERCATO ENERGETICO

Nel corso del 2025 i prezzi dell'energia elettrica e del gas hanno attraversato una fase iniziale di forte volatilità, seguita da un progressivo assestamento. Dopo le tensioni di metà anno legate al conflitto in Medio Oriente, i mercati hanno ritrovato maggiore stabilità nella seconda parte dell'anno, con quotazioni che si sono mantenute sui livelli moderati e senza particolari scossoni rispetto al passato recente. Il Fondo Monetario Internazionale, nell'aggiornamento di ottobre 2025 del World Economic Outlook, conferma un quadro di crescita globale ancora debole e soggetto a rischi prevalenti verso il basso, e sottolinea come il contesto resti fragile: l'incertezza sulle politiche commerciali, la persistenza di barriere tariffarie elevate, la debolezza della produttività e i rischi legati a possibili correzioni dei mercati finanziari continuano a pesare sulle prospettive.

Dopo una prima parte dell'anno sostenuta da fattori temporanei, il FMI prevede una crescita mondiale del +3,2% nel 2025 (+0,2 pp rispetto alla previsione di luglio) e del +3,1% nel 2026 (pari alla previsione di luglio). Le economie avanzate dovrebbero crescere attorno all'1,5%, mentre i mercati emergenti e in via di sviluppo poco sopra il 4%.

Tra i principali Paesi, la crescita degli Stati Uniti è prevista al +2% nel 2025 e +2,1% nel 2026 (+0,1 pp su entrambi gli anni), sostenuta da investimenti in tecnologia e politiche fiscali espansive, mentre l'Area Euro si attesta a +1,2% nel 2025 (+0,1 pp) e +1,1% nel 2026 (-0,1 pp), con l'Italia che si vede confermata la previsione di luglio (+0,5% nel 2025 e +0,8% nel 2026). Anche per la Cina, il FMI conferma le previsioni di crescita di luglio, pari a +4,8% nel 2025 e +4,2% nel 2026. Relativamente alle commodity, il Brent nel 2025 ha consuntivato un valore medio di 68,25 \$/bbl, in riduzione del -15% rispetto all'anno precedente. Guardando al solo quarto trimestre, l'Oil ha consuntivato un livello medio di 63,2 \$/bbl, in riduzione del -15% rispetto al quarto trimestre 2024 e del -7% rispetto al terzo trimestre 2025.

Il Carbone (API2) ha mostrato un livello medio nel corso del 2025 pari a 99,5 \$/T (-11% rispetto al 2024), mentre sul solo quarto trimestre 2025 ha consuntivato un valore medio di 95,95 \$/t (-18% rispetto al quarto trimestre 2024 e -4% rispetto al terzo trimestre 2025).

La CO₂ ha concluso l'anno 2025 con un livello medio di 74,9 €/t, in aumento di +12% rispetto al 2024, mentre nel solo quarto trimestre ha consuntivato mediamente 81,5 €/t, in aumento di +23% rispetto al quarto trimestre 2024 e di +12% rispetto al terzo trimestre 2025. Relativamente al bilancio elettrico nazionale, la domanda di energia elettrica nel 2025 è stata pari a 310,4 TWh (dato Terna), in riduzione di -0,6% rispetto al 2024. Togliendo l'apporto del giorno in più a febbraio 2024, il margine negativo si riduce a -0,3%.

La produzione di energia è stata pari a 232,7 TWh (+0,7% rispetto all'anno precedente), e ha coperto il 75% del fabbisogno: in partico-

lare l'aumento della produzione termoelettrica (130,3 TWh, +5,6%) e fotovoltaica (34 TWh, +24,3%) ha bilanciato i minori apporti delle fonti idroelettrica (41,9 TWh, -20,9%), eolica (21,2 TWh, -3,6%) e geotermica (5,2 TWh, -0,4%) rispetto a un anno fa. L'import netto ha soddisfatto una quota pari al 15% della domanda (46,9 TWh, -8%). Chiudono il bilancio gli autoconsumi e i consumi da pompaggio con 33,1 TWh (+2,3%).

Il PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel corso dell'anno 2025 ha consuntivato un valore medio di 115,94 €/MWh, in aumento del +7% rispetto all'anno precedente. Il solo quarto trimestre ha visto realizzarsi un valore medio di 114,51 €/MWh, in riduzione del -10% rispetto al quarto trimestre 2024 ma in aumento di +4% rispetto al terzo trimestre 2025.

Anche sulle altre Borse Europee si sono riscontrati rialzi di prezzo nell'anno 2025 rispetto al 2024, con Germania e Area Scandinava a mostrare aumenti di +14% e +10% rispettivamente, mentre Francia e Spagna hanno consuntivato incrementi minori, pari a +5% e +4% rispettivamente.

Per quanto riguarda il bilancio nazionale di gas naturale, il totale prelevato nel corso del 2025 è stato pari a 64,4 miliardi smc (dato Snam Rete Gas) in aumento di +4,4% rispetto all'anno precedente. Depurando il dato dall'effetto distorsivo del giorno in più a febbraio 2024, l'incremento sale a +4,8%.

A livello di fabbisogno, il termoelettrico è il comparto che ha consumato più gas rispetto a un anno fa (22,3 miliardi smc, +6,7%), seguito da lievi incrementi da parte del comparto industriale (11,7 miliardi smc, +1,1%), mentre la distribuzione ha fatto registrare una lieve contrazione (27 miliardi smc, -0,8%).

Relativamente agli stoccaggi gas, sia l'iniezione (10,4 miliardi smc iniettati) che l'erogazione (11 miliardi smc erogati) sono state superiori a un anno fa (+25,5% e +29,1% rispettivamente), con un livello di riempimento a fine anno pari a 73%. Un incremento dell'import LNG (20,4 miliardi smc, +39,6%) ha più che compensato un minor import da gasdotti (40,1 miliardi smc, -8,9%). Chiude il bilancio la produzione nazionale con 3,2 miliardi smc immessi in rete (+17,2%). Il valore medio mostrato dal TTF nel corso dell'anno 2025 è stato pari a 38,22 c€/smc (+5% rispetto ai primi al 2024), mentre il PSV ha consuntivato nello stesso periodo un valore medio di 40,76 c€/smc (+6% rispetto a un anno fa). Il solo quarto trimestre ha visto un valore medio TTF pari a 31,8 €/MWh (-30% rispetto al quarto trimestre 2024 e -7% rispetto al terzo trimestre 2025) e un valore medio PSV pari a 33,97 €/MWh (-28% e -10% rispettivamente). Il differenziale PSV-TTF nel corso del 2025 ha consuntivato in media +2,54 c€/smc, in aumento di +0,4 c€/smc rispetto al valore medio del 2024.

TARIFFE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

Le disposizioni normative della regolazione tariffaria sono articolate nel "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, e negli allegati alla Delibera 616/2023/R/eel: "Testo Integrato delle disposizioni tariffarie per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (TIT)"_Allegato A, "Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME)"_ Allegato B, "Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC)_ Allegato C, pubblicati il 29 dicembre 2023. L'ARERA ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccop-

piamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento). In data 15 maggio 2025 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 2025, successivamente approvata con Delibera 217/2025/R/eel del 27 maggio 2025.

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 semiperiodo 2024-2027 trovano applicazione i criteri ROSS-base con riferimento alle attività di distribuzione e di misu-

ra, salvo che per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di smart metering 2G, i quali continueranno a essere riconosciuti secondo quanto disposto da PMS2 (Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G).

I costi totali sostenuti dall'impresa (spesa operativa e spesa di capitale) sono divisi tra quota Slow money e quota Fast money sulla base di un tasso di capitalizzazione definito dall'ARERA per impresa, sulla base dei dati storici comunicati tramite una raccolta dedicata. Il costo riconosciuto ai fini tariffari comprende:

- la remunerazione e gli ammortamenti degli investimenti realizzati fino alla data di cut-off (anno 2023);
- la quota fast money;
- la quota slow money, sulla quale si calcolano la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti;
- i costi incompressibili riconosciuti "on top" (quali, per esempio, gli oneri tributari);
- 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);
- i recuperi di efficienza conseguiti nel nuovo periodo regolatorio (determinati dal confronto tra la baseline dei costi operativi, eventualmente adeguata per effetto delle istanze Z-factor e Y-factor previste dalla regolazione volte a evidenziare costi incrementali legati alla transizione energetica o costi per eventi imprevedibili o eccezionali, 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 SBP effettuata da areti è valida per l'intero periodo regolatorio.

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 a essere riconosciuti in continuità di criteri, pertanto, l'ammortamento di tali cespiti continuerà a essere riconosciuto con un lag di due anni.

In continuità con i criteri già definiti con il ROSS base, per il riconoscimento dei costi applicabili ai servizi infrastrutturali, l'Autorità ha pubblicato la Delibera 390/2025 con cui adegua specifici istituti della regolazione ROSS-base, quali i criteri di determinazione del tasso di capitalizzazione e lo Z-factor, per gli anni 2026-2027, e adotta disposizioni per la sperimentazione di strumenti regolatori, quali i business plan, il cost assessment, per l'evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale.

Con riferimento al tema dell'adeguamento dei criteri di determinazione del tasso di capitalizzazione per il biennio 2026-2027, l'Autorità ha fissato un tetto dell'8% per il servizio di distribuzione elettrica e un valore specifico e distinto, pari al 5%, per l'attività di misura elettrica.

Relativamente all'adeguamento dell'istituto dello Z-factor, l'Autorità ha stabilito la possibilità di presentare istanza ex post con eventuale riconoscimento in occasione della determinazione delle tariffe definitive. Per quanto riguarda la possibile sperimentazione del ROSS integrale negli anni 2026-2027, l'ARERA ne ha consentito l'accesso su base facoltativa anche ai gestori diversi dalla principale impresa di distribuzione elettrica che servono più di 500.000 punti di prelievo. Nel periodo sperimentale, il Regolatore lascia flessibilità sulle modalità di rappresentazione dei contenuti del business plan, rimandando eventuali esigenze di standardizzazione a un momento successivo. I business plan dovranno essere corredati da analisi del cost

assessment operato dal gestore in sede di pianificazione e realizzazione delle opere per almeno il 70% delle spese di capitale, al fine di ridurre gli oneri informativi in capo ai gestori, e al tempo stesso assicurare trasparenza su una quota preponderante della spesa. Inoltre, ciascun gestore sarà tenuto a dotarsi di procedure aziendali interne formalizzate e certificabili per l'attività di cost assessment e l'Autorità potrà sottoporre tali procedure aziendali e/o le stime dei costi di investimento a revisione di terzi soggetti indipendenti. I DSO aderenti alla sperimentazione dovranno presentare il business plan entro il 31 ottobre 2025 o, qualora volessero avvalersi di maggiore flessibilità tramite una finestra temporale più estesa, comunque non oltre il 31 gennaio 2026.

Rispetto ai meccanismi incentivanti proposti in consultazione per i gestori rientranti nell'ambito della sperimentazione:

- è confermata l'introduzione nel biennio 2026-2027 di un meccanismo di incentivazione alla corretta rivelazione della spesa per investimenti, con: un incentivo pari allo 0,3% della spesa effettiva in caso di scostamento della spesa effettiva dalla baseline stimata inferiore all'1%, una franchigia per scostamenti tra l'1% e il 5% e una penalità per scostamenti superiori al 5% pari al 10% della differenza in valore assoluto tra spesa effettiva e baseline, deducendo da tale differenza il 5% della baseline; un tetto massimo alla penalità applicabile, pari allo 0,5% della spesa effettiva; la possibilità di aggiornamento, nei limiti della variabilità individuata ex ante nei business plan, delle previsioni di spesa per il 2027 nel corso del 2026;
- è rimandata l'applicazione del meccanismo di sharing del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti;
- è introdotto un meccanismo di incentivazione dell'efficienza realizzativa o prestazionale, ad accesso facoltativo, che prevede la presentazione di obiettivi e chiari obiettivi di efficienza, rispetto a costi storici e/o benchmark, nella gestione o realizzazione delle infrastrutture, che saranno poi valutati dall'Autorità, eventualmente anche sulla base di perizie di soggetti terzi;
- è rimandata a successivi approfondimenti la definizione dei meccanismi di monitoraggio e rendicontazione ex post della spesa di capitale.

Con la Delibera 513/2024/R/com ARERA ha inoltre disposto 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 e i contributi incassati da Organismi comunitari (per esempio i contributi da PNRR) continueranno a 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 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.

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 e 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 a partire dalla seconda metà 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 in sei rate bimestrali con saldo entro il 31 dicembre dell'anno t+1.

Con Delibera 575/2025 l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2026 le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e di misura, i corrispettivi per il servizio di connessione per i clienti domestici e non domestici e i corrispettivi di energia reattiva in bassa e media tensione.

Con riferimento al calcolo dei costi riconosciuti alle imprese distributrici (criteri ROSS), sono stati definiti i seguenti tassi di variazione:

- costi operativi: inflazione stimata al 1,7% per il 2025 e al 1,5% per il 2026;
- costi di capitale: indice di rivalutazione fissato al 1,7% per l'anno 2025;
- WACC: il tasso di remunerazione del capitale investito per distribuzione e misura è confermato al 5,6% per il 2026.

Inoltre, con Delibera 587/2025/R/eel l'Autorità aggiorna, con decorrenza 1° gennaio 2026, il corrispettivo unitario a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna ai fini del dispacciamento pari a €0,0652/kWh e il corrispettivo unitario relativo ai costi degli impianti essenziali in regime di reintegrazione dei costi pari a €0,3041/kWh.

PERDITE DI RETE

Con la Delibera 117/2022/R/eel l'Autorità ha definito la regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023, prevedendo un percorso di efficientamento delle perdite commerciali con percentuali nella zona Centro pari a 1,77% per il 2022 e 1,72% per il 2023 ed estendendo il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili". Con Delibera 336/2023/R/eel l'Autorità ha dato avvio al procedimento riforma della disciplina del settlement elettrico e delle perdite di rete, a cui è seguito il documento per la consultazione 377/2023/R/eel che prospettava la ridefinizione delle modalità di determinazione e approvvigionamento dell'energia "residuale" e la revisione dell'attuale meccanismo di perequazione delle perdite nell'ottica di definire una disciplina più aderente alle reali performance delle singole imprese.

L'Autorità ha poi pubblicato le delibere 584/2023 e 535/2024 con cui ha esteso fino al 2025 la regolazione previgente.

Con specifico riferimento alle situazioni marginali, il meccanismo di reintegrazione viene confermato prevedendo la presentazione dell'istanza di acconto a maggio 2025 con riferimento al triennio 2022-2024 e la presentazione dell'istanza completa sull'intero quadriennio 2022-2025 a maggio 2026.

L'Autorità ha pubblicato tre Documenti di Consultazione per la riforma del settlement elettrico e delle Perdite di Rete, per i quali si è in attesa delle relative delibere:

- Consultazione n. 268/2025 "Orientamenti in materia di applicazione dei coefficienti di perdita standard per le immissioni in rete, approvvigionamento dei prelievi per gli usi propri e dell'energia residua e riconoscimento ai Gestori di rete con obbligo di connessione di terzi dei relativi costi";
- Consultazione n. 269/2025 "Nuovo Testo Integrato della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento elettrico";
- Consultazione n. 270 "Interventi sul Testo Integrato Misura elettrica (TIME) funzionali alla riforma del Settlement elettrico".

L'Autorità con Delibera 430/2025 posticipa l'entrata in vigore delle disposizioni di cui alle deliberazioni dell'Autorità 325/2024/R/eel e 40/2025/R/eel, relative alla nuova disciplina del settlement elettrico e delle perdite di rete e proroga la vigente regolazione in materia. In particolare, l'Autorità ha accolto le osservazioni emerse dalla fase di consultazione, rinviando l'entrata in vigore delle nuove disposizioni al 1° gennaio 2027 e conseguentemente ritiene opportuno:

- adeguare in tal senso le previsioni delle deliberazioni 325/2024/R/eel e 40/2025/R/eel prevedendo che il Gestore del SII effettui una congrua fase di test con prove in bianco finalizzate ad accertare la piena affidabilità delle modifiche introdotte nel SII ai fini del calcolo della ER;
- confermare per l'anno 2026 il quadro generale in tema di perdite di rete e i relativi meccanismi di perequazione previsti dal TIV vigente;
- rinviare a un successivo provvedimento le modalità di estensione al periodo successivo al 2025 del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili".

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 espe-

rimenti 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 e, con la Delibera 588/2024, è stato fissato l'ammontare della penale per areti pari a circa €9,7 milioni a causa del mancato raggiungimento dei livelli obiettivo, la cui prima tranche pari a €6.424.404,85 è stata versata a gennaio 2025. Il versamento delle tranche successive è vincolato all'eventuale raggiungimento nei successivi 4 anni dei livelli target previsti dalla sperimentazione. Con decorrenza 2024 l'Autorità ha definito, con la Delibera 617/2023, un meccanismo di incentivazione della continuità del servizio con obiettivi tarati sulle singole performance delle imprese, fissando i livelli target sulla base dei propri dati storici e con prospettive di miglioramento per i distributori con indicatori di numero e durata delle interruzioni più alti a livello nazionale. 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.

Infine con la Consultazione 332/2025, ARERA propone l'aggiornamento della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica a partire dal 1 gennaio 2026 in merito a eventuali nuovi meccanismi incentivanti le prestazioni delle reti di distribuzione, alla regolazione individuale della continuità per gli utenti MT, al possibile aggiornamento della definizione dei periodi di condizioni perturbate, ad altri aspetti puntuali di meccanismi di qualità tecnica e commerciale disciplinati dai Testi Integrati di riferimento. L'Autorità con la Delibera 575/2025/R/eel ha prorogato al 2026 i livelli specifici di continuità del servizio per gli utenti in media tensione (MT). Con la Delibera 511/2025/R/eel, l'Autorità ha definito i premi e le penalità relativi ai recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per le interruzioni senza preavviso riferite all'anno 2024.

Per areti SpA vengono confermati:

- una penalità pari a –€197.952,88 per l'indicatore D1;
- un premio pari a €200.254,50 per l'indicatore N1.

Con la Delibera 512/2025/R/eel, l'Autorità determina invece le partite economiche relative agli esperimenti regolatori in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2024. In particolare, l'Autorità ha fissato entro la fine di dicembre il termine per il versamento da parte di areti SpA di un importo pari a €758.045,12.

PIANO DI SVILUPPO E RESILIENZA

L'Autorità ha pubblicato la Delibera 296/2023 con cui ha definito modalità e tempistiche di elaborazione e consultazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione. Dall'anno 2025 ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali deve presentare, entro il 21 marzo di ogni anno dispari, lo schema del proprio piano di sviluppo all'Autorità, con avvio di una consultazione pubblica della durata di almeno 42 giorni e l'invio del piano definitivo post-consultazione entro il successivo 30 giugno.

Con Delibera 617/2023 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:

- un nuovo meccanismo di incentivazione solo premiante, per l'anno 2024, su istanza dell'impresa distributrice, 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;
- la 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;
- l'estensione delle categorie di beneficio eleggibili a premialità, con alcune disposizioni di prima applicazione, ferma restando la possibilità di 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.

Sulla base di tali premesse l'Autorità ha pubblicato vere e proprie Linee Guida, con Delibera 521/2024.

Con la Delibera 472/2024, l'Autorità ha disposto aggiornamenti e integrazioni della regolazione per l'applicazione della seconda fase di incentivazione degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica. In merito, areti ha partecipato a questa fase, presentando il proprio piano di interventi entro giugno 2025.

Fra le altre disposizioni, sono aggiornate le categorie di benefici ai fini dell'applicazione dell'analisi costi benefici. L'Autorità è ulteriormente intervenuta, con Delibera n. 112/2025 per la definizione delle modalità di calcolo e di valorizzazione di altri parametri relativi alle categorie di beneficio per le analisi dei costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Con Delibera 237/2025 l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione della proposta sui piani straordinari di investimento pluriennale e sui criteri per la determinazione degli oneri conseguenti alla connessa rimodulazione della durata delle concessioni in essere e alla eventuale inclusione nelle tariffe di rete, dei suddetti oneri di rimodulazione, che si è concluso con la relativa presentazione al MASE della proposta, come da Delibera 392/2025, prevedendo, inoltre, un successivo intervento dell'Autorità a seguito di specifici focus-group al fine di garantire il coordinamento tra gli investimenti conseguenti al piano straordinario di investimento pluriennale e le informazioni che saranno trasmesse nell'edizione 2027 del piano di sviluppo e nei



business plan dalle imprese distributrici tenute a predisporli.

L'Autorità con Delibera 418/2025 ha determinato i premi e le penalità a seguito degli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2024 e le partite economiche in relazione al monitoraggio dell'efficacia degli interventi completati nel 2019.

In linea con quanto stimato, per i 53 interventi di resilienza tra allagamento e ondata di calore completati nel 2024, areti ha ottenuto una premialità netta pari a €427.073,23. Non sono invece state applicate penali in relazione al monitoraggio degli interventi completati nel 2019 (previste in caso di interruzioni superiori alle 8 ore dovute al medesimo fattore critico di rischio a causa del quale è stato effettuato l'intervento oggetto di premio).

PROGETTO “CONTATORI DIGITALI 2G”

L'Autorità ha pubblicato la Delibera 724/2022 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.

L'Autorità con Determina 3/2023 stabilisce che le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo comunichino alla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità, entro il 31 ottobre di ogni anno, i dati consuntivi di avanzamento della messa in servizio e degli indicatori di performance dei sistemi di smart metering 2G. Con Delibera 9/2025 l'Autorità prescrive obblighi di comunicazione in merito alla fase massiva di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica. Con la Consultazione 332/2025 l'Autorità ha proposto l'estensione temporale delle direttive 2G per il triennio 2026-2028.

L'Autorità con la Delibera 575/2025/R/eel ha prorogato confermando per il 2026 le disposizioni delle direttive 2G per il triennio 2026-2028.

SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E DISPACCIAMENTO ALL'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:

- la proroga di un anno (fino a fine 2024) della disciplina regolatoria attualmente prevista dall'articolo 16 del TIT 2020-2023;
- 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;
- 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. Pertanto, la Delibera 585/2024/R/eel ha esteso fino al 31 dicembre 2025 quanto stabilito dall'art. 16 TIT 2020-2023.

L'Autorità, con la Delibera 575/2025/R/eel proroga per un ulteriore anno (fino al 31 dicembre 2026) il periodo transitorio durante il quale possono coesistere le disposizioni di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel (secondo cui l'energia elettrica prelevata destinata ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, nonché i prelievi dei sistemi di accumulo destinati alla successiva immissione, sono trattati come energia immessa negativa) con le disposizioni di cui all'al-

lora articolo 16 del TIT 2020-2023 (secondo cui all'energia elettrica prelevata destinata ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, nonché ai prelievi dei sistemi di accumulo destinati alla successiva immissione, pur trattata come energia prelevata, non si applicano le tariffe di trasmissione e di distribuzione né le componenti a copertura degli oneri generali di sistema).

AUTOCONSUMO COLLETTIVO E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

Nel novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato il pacchetto "Clean Energy for all Europeans Package" (CEP), con l'obiettivo di sostenere gli impegni climatici dell'UE presi con l'accordo di Parigi. Tra le otto direttive adottate tra il 2018 e il 2019, si segnalano la Direttiva 2018/2001, che introduce il concetto di "Comunità di Energia Rinnovabile", e la Direttiva 944/2019, che definisce le "Comunità Energetiche dei Cittadini".

L'Italia ha avviato il recepimento di queste direttive con l'articolo 42-bis del D.L. n. 162/2019 (cd. "Milleproroghe"), convertito nella Legge n. 8/2020, che ha consentito ai consumatori di energia elettrica di associarsi per costituire Comunità di Energia Rinnovabile (CER), favorendo così l'autoconsumo collettivo.

Nel 2021, con il D.Lgs. n. 199, è stata aumentata la potenza massima degli impianti all'interno delle CER fino a 1 MW, aggiornando contestualmente i meccanismi di incentivazione. Lo stesso anno, il D.Lgs. n. 210 ha definito le caratteristiche delle Comunità Energetiche dei Cittadini, precisandone la natura volontaria, l'apertura a tutti i soggetti interessati, i diritti e obblighi dei membri, la possibilità di operare in vari ambiti energetici e la finalità ambientale, economica o sociale, escludendo scopi di lucro. A seguito di un periodo di consultazione, nel 2022 ARERA ha approvato la Delibera 727/2022, che ha introdotto il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD). Il TIAD disciplina in modo organico e aggiornato le modalità di valorizzazione dell'autoconsumo diffuso e delle configurazioni di Comunità Energetiche Rinnovabili previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21. L'applicazione del TIAD decorre dal 1° marzo 2023, data da cui sono state abrogate le precedenti norme in materia.

Una componente fondamentale della normativa riguarda la perimetrazione territoriale delle comunità. Il TIAD stabilisce che i distributori di energia (DSO) devono definire l'area geografica sottesa alla stessa cabina primaria tenendo conto della struttura e del funzionamento delle reti elettriche, dello sviluppo futuro della rete e dei confini territoriali delle concessioni. L'obiettivo è trovare un equilibrio tra criteri tecnici e aspetti geografici, per facilitare l'accesso e l'efficienza del mercato. Le prime mappe con la perimetrazione delle cabine primarie sono state pubblicate entro febbraio 2023, con aggiornamenti previsti ogni due anni a partire da ottobre 2023. A novembre 2023, la Commissione Europea ha approvato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MASE) che incentiva le CER, prevedendo una tariffa incentivante per l'energia rinnovabile prodotta e condivisa e un contributo a fondo perduto. Il plafond finanziabile ammonta a 5 GW, con scadenza al 2027.

Successivamente, con la Delibera 15/2024/R/eel, ARERA ha modificato il TIAD per allinearli al nuovo decreto ministeriale, introducendo novità quali:

- la definizione della data di decorrenza del contratto per l'accesso al servizio di autoconsumo diffuso, stabilita dal GSE tramite specifiche Regole Tecniche;
- l'obbligo per i produttori di impianti con sezioni multiple di costituire una singola unità di produzione nel sistema GAUDI per ogni sezione;

- l'adeguamento delle norme per garantire la coerenza e l'applicabilità del TIAD anche alle configurazioni esistenti ai sensi del precedente articolo 42-bis del D.L. 162/2019.

Infine, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha approvato con decreto direttoriale le Regole Operative del GSE, che stabiliscono le procedure e le tempistiche per l'accesso agli incentivi previsti, sia in termini di tariffa che di contributo a fondo perduto, anche nell'ambito del PNRR. Il portale per la presentazione delle domande è operativo dall'8 aprile 2024.

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 a 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.

L'Autorità con Delibera 22/2025 ha aggiornato alcuni aspetti rilevanti della regolazione per conciliare lo sviluppo della mobilità elettrica con le esigenze di sviluppo delle reti elettriche. Per quanto riguarda la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati, viene esteso il periodo di applicazione dell'iniziativa sperimentale avviata con Delibera 541/2020. Per quanto riguarda la ricarica in luoghi accessibili al pubblico, vengono aggiornati i requisiti minimi necessari per beneficiare di una tariffa dedicata.

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 e 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 istituiti da altre Pub-



- bliche 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 riferimento al progetto RomeFlex (Reshaping Operational Methods to run grid FLEXibility per la flessibilità locale di alcune aree del territorio della città di Roma, l'Autorità, con la Delibera 121/2024/R/eel, ha approvato l'introduzione del mercato a pronti e la rimodulazione della remunerazione dei servizi tra capacità ed energia. Con la medesima delibera ARERA ribadisce il budget areti 2024 pari a €5 miliardi per servizi ai BSP, specificando che: "...i corrispettivi corrisposti da areti al GME per le transazioni effettuate sul Mercato Locale della Flessibilità (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 l), del TIPPI".

L'Autorità ha pubblicato la Delibera 527/2025/R/eel con la quale approva il regolamento per l'approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari nazionali locali proposto da areti SpA per l'anno 2026 e prevede che la società:

- pubblichi sul proprio sito internet il regolamento e i relativi allegati oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;
- possa modificare i prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi a salire e dei servizi a scendere, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno richiesto e le ore di effettiva disponibilità richieste alle risorse di flessibilità.

L'Autorità prevede inoltre che i costi sostenuti da areti SpA per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, limitatamente alla fase di sperimentazione siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel.

REGOLAZIONE IDRICA

Con la **Delibera 639/2023/R/idr** del 28 dicembre 2023, l'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA o Autorità) ha approvato il Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (c.d. MTI-4). In ossequio all'art. 6 della delibera stessa, l'Autorità ha definito, con **Delibera 582/2025/R/idr** del 23 dicembre 2025, i criteri per il **primo aggiornamento biennale 2026-2027 delle predisposizioni tariffarie del SII**. L'adozione del provvedimento avviene nell'ambito del procedimento avviato con Delibera 426/2025/R/idr e a seguito del documento per la consultazione (DCO) 471/2025 che ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità sul tema ai fini della rideterminazione delle tariffe a partire dall'annualità 2026. Il Regolatore ha ritenuto così affinare il quadro regolatorio vigente per un coordinamento efficace con: **i)** gli interventi di adeguamento in tema di qualità (di cui alle Delibere 579/2025/R/idr e 581/2025/R/idr come di seguito illustrate); **ii)** la disciplina introdotta sullo schema tipo di bando di gara, al fine di garantire il rispetto delle condizioni di aggiudicazione delle procedure ad evidenza pubblica (di cui alla Delibera 347/2025 di seguito richiamata); **iii)** le attività richieste nell'ambito dello scenario conclusivo di implementazione del PNRR.

Si riportano di seguito le tematiche di maggiore rilievo disciplinate dall'Autorità:

- quantificazione dei **parametri di adeguamento monetario** ex art. 7 dell'allegato A alla Delibera 639/2023/R/idr (MTI-4). Vengono rivisti: il tasso di inflazione programmata impiegato per il calcolo del limite al moltiplicatore tariffario e del risultato ante imposte del gestore ($r_{pi} = 1,9\%$ in luogo del 2,7% previsto per il biennio 2024-2025); i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi ($I_{2025} = 2,0\%$ e $I_{2026} = 1,2\%$) e i valori dei deflatori degli investimenti fissi lordi ($d_{fl} 2024\ 2025 = 0,999$ e $d_{fl} 2025\ 2026 = 1,001$);
- quantificazione dei parametri da utilizzare ai fini dell'**aggiornamento degli oneri finanziari e fiscali**:
 - r^{real} (tasso risk free reale) pari a 2,13%, come previsto per i settori elettrico, gas e rifiuti vs il valore del biennio 2024-2025 pari a 1,58%;
 - WRP (Water Utility Risk Premium) pari a 1,8%, in riduzione di 20 bp rispetto al biennio 2024-2025;
 - K^{real} (rendimento di riferimento delle immobilizzazioni, comprensivo anche del Debt Risk Premium) pari a 3%, invariato rispetto al valore del biennio 2024-2025;
 - ERP (premio per il rischio di mercato) aggiornato a 3,1% (vs 3,50% nel biennio 2024-2025), come conseguente adeguamento alla modifica del r^{real} .

Da tali evidenze deriva un tasso complessivo degli oneri finanziari e fiscali pari al 6,06%, in riduzione rispetto al biennio 2024-2025 (pari a 6,13%);

- per i **costi operativi**, è previsto che:
 - venga riclassificata nell'ambito delle pertinenti componenti di costo operativo (costi efficientabili e/o aggiornabili) la quota di oneri connessi ai cambiamenti sistematici di natura ricorrente riconosciuti nelle precedenti predisposizioni tariffarie in forma di OPnew (costi non sottoposti ad efficientamento) oppure ricompresi nella componente di conguaglio RCaltro;
 - siano eleggibili a tariffa i costi postali e bancari riconducibili alla corresponsione del bonus sociale idrico alle utenze indirette;
 - vi sia un riconoscimento più elevato dei costi di morosità, rispetto a quanto già disciplinato in MTI-4, in caso di gestori unici di ambito interessati dal subentro in preesistenti gestioni comunali in economia caratterizzate da una rilevante entità della morosità (4,4% per le regioni del nord vs il 2,5% previsto; 5,5% per il centro vs 3,5% e 9,15% per il sud vs il 7,9% di MTI-4);
 - la componente RC_{EE} , che accoglie il recupero dello scostamento tra la componente a copertura dei costi di energia elettrica calcolata nell'anno ($a - 2$) e i costi spettanti, è definita sulla base del valore $Benchmark_{EE(a-2)}$ che risulta pari a: **i)** 0,2150 €/kWh per l'annualità 2026, con un'incidenza pari al 70% dei prezzi unitari variabili e al 30% di quelli unitari fissi; **ii)** 0,2210 €/kWh per l'annualità 2027, con un'incidenza pari al 90% dei prezzi unitari variabili e al 10% di quelli unitari fissi. Per l'annualità 2028 è definita un'incidenza pari a quella del 2027, e per l'annualità 2029 i parametri saranno definiti con provvedimento successivo.

Il provvedimento prevede, inoltre, modalità di valorizzazione dei costi operativi di natura previsionale conseguenti alla realizzazione di impianti non ulteriormente procrastinabili negli ambiti in cui il gestore non abbia ancora conseguito la necessaria capacità di ricorso al credito e di conduzione delle opere (Project financing), conferma gli indicatori di promozione dell'innovazione in tema di riuso e di riduzione della quantità di energia elettrica acquistata e posticipa al 31

luglio (in luogo del 30 aprile) il termine per la trasmissione del primo aggiornamento delle predisposizioni tariffarie in considerazione delle novità procedurali per la validazione e la verifica dei dati di qualità tecnica di cui alla Delibera 581/2025.

Con la **Delibera 347/2025/R/idr**, l'Autorità ha approvato lo schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio idrico integrato applicabile alle procedure di selezione avviate a partire dal 1° gennaio 2026. Con tale provvedimento viene definito un nucleo di regole comuni e uniformi a livello nazionale volte a favorire il coordinamento di tutti i profili rilevanti e agevolare una più efficace espressione delle dinamiche competitive. L'Autorità ha definito, pertanto, sia l'ambito di applicazione che la documentazione prevista in sede di gara, le condizioni di partecipazione, l'oggetto e il valore dell'affidamento nonché la disciplina dell'offerta tecnica ed economica nonché i criteri di aggiudicazione. Inoltre, viene disciplinata l'applicabilità dello schema al partenariato pubblico-privato e le disposizioni specifiche per i casi di indisponibilità dei requisiti informativi minimi.

Relativamente alla durata dell'affidamento, l'Autorità esplicita che la medesima viene fissata in coerenza con la disciplina ambientale di settore e con i principi eurounitari e nazionali (massimo 30 anni), commisurandola all'entità degli investimenti previsti. Viene, infine, precisato che l'opzione di estendere il termine di scadenza degli affidamenti è attualmente ammessa come misura straordinaria esclusivamente a garanzia del mantenimento ovvero del ripristino delle condizioni di equilibrio economico-finanziario e dietro applicazione di specifica procedura.

In tema di qualità del servizio idrico, a seguito delle Delibere di avvio dei procedimenti (Delibera 37/2024/R/idr e Delibera 39/2024/R/idr) per la valutazione dei premi e delle penalità da attribuire ai gestori relativamente alla qualità contrattuale e tecnica per il biennio 2022-2023, l'Autorità ha pubblicato con le **Delibere 181/2025/R/idr** e **203/2025/R/idr** le **Note Metodologiche** che illustrano il procedimento istruttorio seguito, sulla base di quanto previsto rispettivamente dalla regolazione della Qualità tecnica (RQTI) e dalla regolazione della Qualità Contrattuale (RQSII), per l'applicazione del meccanismo incentivante (premi e penali) ai gestori del servizio idrico integrato.

L'Autorità, dopo aver analizzato le diverse casistiche relative alle carenze, incompletezze o incongruenze riscontrate nelle valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo evidenziandone i relativi esiti regolatori (esclusione totale dal meccanismo incentivante, esclusione dai premi ma non dalle penali, applicazione della valutazione al perimetro di gestione precedente all'aggregazione gestionale etc.), il 20 giugno 2025, ha pubblicato la **Delibera 225/2025/R/idr** di "Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato (RQTI), per le annualità 2022-2023. Risultati finali". Il provvedimento attribuisce alle società del Gruppo Acea premi complessivamente per oltre 37 milioni di euro a fronte di poco più di un milione di penali. Il 25 giugno 2025 è stata pubblicata la **Delibera 277/2025/R/idr** di "**Applicazione del meccanismo incentivante** della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSII) per le annualità 2022-2023. Risultati finali" che ha attribuito alle Società del Gruppo Acea complessivamente premi per €0,9 milioni e penali per €0,7 milioni.

Nell'ambito di un procedimento parallelo a quello del metodo tariffario, l'Autorità ha adottato con la **Delibera 581/2025/R/idr** del 23 dicembre 2025 "Misure di completamento della regolazione della qualità tecnica previste dalla deliberazione dell'Autorità 637/2023/R/idr". La delibera del 2023 aggiornava la disciplina della Qualità Tecnica del Servizio Idrico Integrato (RQTI), disponendo: **i)**

la valutazione cumulativa su base biennale degli obiettivi di qualità (sia tecnica che contrattuale) con la previsione di un tetto massimo alle premialità, **ii)** a partire dal 2026 la verifica e conseguente asseverazione della documentazione prodotta dai gestori ad opera di un pool di EGA, **iii)** l'inserimento di un nuovo macro-indicatore "MO – Resilienza idrica" con il fine 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. Il provvedimento di fine dicembre 2025 ha introdotto le seguenti novità:

- differimento del termine per la trasmissione dei dati di qualità tecnica all' EGA competente al 31 marzo 2026. Entro il 30 giugno, l'EGA trasmette quanto di competenza ad AREGA;
- definizione dell'attività e delle tempistiche di verifica dei dati prodotti dai gestori dal Pool di EGA;
- inserimento di misure di completamento del macro-indicatore MO – Resilienza idrica e chiarimenti applicativi per gli altri macro-indicatori (in particolare limiti di accesso ai meccanismi incentivanti in caso di non comparabilità tra gestioni e modalità di determinazione dei dati).

In tema di **qualità contrattuale** la Delibera 424/2025/R/idr del 24 settembre 2025 ha avviato il procedimento per l'aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato (di cui alla deliberazione 655/2015/R/idr) cui è seguito il DCO 469/2025/R/idr. Il relativo procedimento si conclude con la **Delibera 579/2025/R/idr** del 23 dicembre 2025, recante "Aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono". Tra le principali novità introdotte rientrano le modifiche sui seguenti temi:

- **Aggiornamento del meccanismo incentivante:**
 - revisione delle classi e degli obiettivi a partire dal biennio di valutazione 2026-2027;
 - introduzione, a partire dalle valutazioni delle performance 2024-2025, di elementi di gradualità nel meccanismo incentivante per premiare equamente le gestioni che raggiungono lo stesso livello di qualità, pur partendo da classi diverse;
 - estensione, a partire dai dati di performance 2026-2027, della validazione dei dati di qualità contrattuale da parte di un pool di EGA.
- **Adeguamenti alla disciplina della RQSII in linea con gli altri settori regolati:**
 - modifica delle modalità di gestione e risposta ai reclami, alle richieste scritte di rettifica della fatturazione e alle richieste scritte di informazioni;
 - messa a disposizione, su richiesta dell'utente, della copia del verbale di intervento in caso di verifica e successiva sostituzione del misuratore effettuata d'ufficio dal gestore;
 - garanzia del libero accesso agli sportelli provinciali per tutto l'orario di apertura, pur potendo prevedere appuntamenti dedicati a maggior tutela dell'utente finale;
 - modifica della disciplina dei servizi telefonici in caso di presenza di operatore vocale nel Contact Center relativamente alla variazione del calcolo dei relativi indicatori semplici e introduzione di nuovi obblighi di servizio a tutela dell'utenza;
 - limitazione della casistica relativa alla possibilità di non corrispondere gli indennizzi automatici e introduzione della registrazione dei dati mediante il codice identificativo univoco già regolato dal Testo Unico della Misura (TIMSII).

In tema di **bonus sociale idrico** si segnala la **Delibera 355/2025/R/rif** che, malgrado approvi le disposizioni per il riconoscimento del bonus sociale rifiuti, apporta alcune modifiche anche ai provvedi-



menti inerenti al bonus idrico (ed energy). In particolare, viene ridefinita la qualificazione soggettiva del gestore idrico (in linea con il Parere del Garante sulla privacy 279/2020), da responsabile del trattamento dei dati personali (per le attività di individuazione delle utenze da agevolare e relativa liquidazione del bonus) ad autonomo titolare. Viene inoltre previsto che *“In tutti i casi in cui l'importo dell'agevolazione da accreditare nella fattura di chiusura sia superiore all'importo addebitato in bolletta il credito residuo dovrà essere erogato all'utente finale con rimessa diretta laddove possibile, fermo restando che in nessun caso gli importi non erogati agli utenti potranno essere trattenuti dai gestori”*.

Con la Delibera 122/2025/R/ldr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la modifica e l'aggiornamento della Delibera 586/2012/R/ldr in tema di **trasparenza del documento di fatturazione**. In ossequio a quanto già stabilito nell'obiettivo OS.1 del Quadro Strategico 2022-2025 _ relativamente all'empowerment del consumatore - l'Autorità intende rafforzare lo strumento di informazione, formazione e trasparenza a favore dei consumatori alla luce delle importanti e diversificate norme e regole intervenute successivamente all'adozione della sopracitata deliberazione. L'Autorità individuerà le voci da riportare nel “Quadro di dettaglio” della bolletta, rafforzando, in un'ottica di stabilità e coerenza della disciplina applicabile, il collegamento tra l'azione regolatoria di trasparenza delle informazioni da riportare nei documenti di fatturazione e i criteri varati in materia di corrispettivi all'utenza finale per il servizio. Si resta in attesa del documento di consultazione.

REGOLAZIONE ELETTRICA

Prescrizione biennale

In attuazione a quanto previsto dalla deliberazione 604/2021/R/com ARERA, con la determina 5/2024-DIME, ha approvato il manuale di 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 proprie circolari CSEA ha quindi definito dettagliatamente le modalità operative e le tempistiche del meccanismo che, in prima attuazione, hanno previsto l'inoltro dell'istanza 2024 (per prescrizioni accolte tra il 2018 e il 2023) entro il 31 maggio 2025 e dell'istanza 2025 (per prescrizioni accolte nel 2024) entro il 3 giugno 2025 per la compensazione degli importi per i quali il venditore ha accolto la prescrizione senza che il distributore abbia dichiarato la sussistenza di una causa ostativa alla sua maturazione.

Aggiornamento delle componenti RCV e DISPBT e del corrispettivo PCV

Con la Delibera 262/2024/R/eel, ARERA ha aggiornato le componenti RCV e DISPbt e il corrispettivo PCV a partire da luglio 2024. Il valore di RCVsm centro-meridionale è stato determinato in poco più di 62 €/POD/anno, un valore significativamente superiore ai 40 € messi in consultazione con il DCO 169/2024/R/eel. Il corrispettivo PCV è stato determinato in 40 €/POD/anno, in linea con il valore medio nazionale di RCV. Il valore di DISPbt è stato determinato in poco più di 1,31 €/POD/anno. Tale componente sarà applicata a tutti i clienti domestici (SMT e ML e non più solo ai clienti domestici aventi diritto a SMT, in quanto tale servizio sarà limitato ai clienti vulnerabili da luglio).

Con riferimento al meccanismo art. 21bis del TIV (Meccanismo di

adeguamento dei costi operativi degli esercenti la maggior tutela societariamente separati di cui al 21bis del TIV, per gli anni 2024 e 2025) introdotto con la Delibera 538/2024 per il 2024 e confermato con la 279/2025 per il 2025 ARERA, ha pubblicato la determina “Determina 03 luglio 2025, 6/2025 – DIME”, per detagliare le voci da includere nel calcolo dei costi operativi COR e le istruzioni operative per la loro quantificazione.

Il meccanismo è finalizzato ad assicurare un'adeguata remunerazione degli esercenti qualora questi abbiano subito dei disequilibri legati alla massiccia uscita dei clienti domestici non vulnerabili dal SMT al STG.

Sono previste 2 sessioni per l'invio dell'istanza con scadenza rispettivamente il 31 ottobre 2025 e il 31 gennaio 2026.

CSEA, verificata la sussistenza dei requisiti per la partecipazione al meccanismo, definisce l'ammontare della compensazione spettante, dandone comunicazione all'Autorità e a ciascun esercente, per quanto di propria competenza:

- entro il 30 novembre 2025, qualora l'istanza sia stata inviata entro il primo termine previsto;
- entro il 28 febbraio 2026, qualora l'istanza sia stata inviata entro il secondo termine previsto.

Elenco venditori Gas

Come disposto dalla legge concorrenza 2022, ARERA ha messo in consultazione (DCO 70/2024/R/gas) i propri orientamenti al fine di predisporre, in analogia con l'Elenco Venditori Elettricità (EVE), un elenco dei venditori abilitati alla vendita di gas naturale (EVG). A seguito del DCO, che ha illustrato ai vari stakeholder le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'Elenco, ARERA ha inviato al MASE la propria proposta in merito all'elenco (deliberazione 157/2024/R/gas). L'elenco è stato approvato con DM 19 maggio 2025, n. 85 entrato in vigore il 4 luglio 2025.

Ciò che prevede il DM non si discosta da quanto già previsto per l'EVE e discusso in sede ARERA. Analoghe all'EVE sono anche le modalità di iscrizione: le imprese già iscritte nel vecchio elenco ministeriale, sono iscritte in automatico ma in via provvisoria nel nuovo elenco e dovranno certificare il possesso dei requisiti per confermare l'iscrizione entro il 31 dicembre 2025.

Cessazione regimi di tutela dei prezzi (Legge annuale per il mercato e la concorrenza per l'anno 2017. L. n. 124 del 4 agosto 2017)

La “Legge annuale per il mercato e la concorrenza”, n. 124 del 2017, art. 1 comma 60, entrata in vigore il 29 agosto 2017 ha previsto la cessazione dei regimi di tutela dei prezzi, sia nel settore elettrico che nel settore gas, inizialmente a partire dal 1° luglio 2019.

Dopo un primo rinvio al 1° luglio 2020 (Legge 108, che ha convertito il D.L. 25 luglio 2018, n. 91), sono intervenute ulteriori modifiche al contesto normativo di riferimento che hanno definitivamente fissato le seguenti date:

- Piccole imprese: sono passate in Tutela Graduale a partire da gennaio 2022 (D.L. n. 162/2019); il 23 maggio 2024 si è svolta la gara per il nuovo affidamento del servizio a partire dal 1° luglio 2024 fino al 31 marzo 2027;
- Microimprese: sono passate in Tutela Graduale a partire da aprile 2023 fino al 31 marzo 2027 (D.L. 6 novembre 2021, n. 152); Acea Energia si è aggiudicata l'area 11 (che include le province di Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia,

Lecce, comune di Napoli, Salerno); in mancanza di una scelta espressa, al termine del servizio il cliente sarà rifornito dal medesimo esercente sulla base della sua offerta di mercato libero più conveniente;

- Domestici non vulnerabili: sono passati in Tutela Graduale a partire dal 1° luglio 2024 fino al 31 marzo 2027 (D.L. 6 novembre 2021, n. 152);
- Gas: Il D.L. 176/22 ha posticipato la fine del Servizio di Tutela Gas, prevedendone la rimozione a far data dal 10 gennaio 2024; I clienti domestici non vulnerabili sono passati al mercato libero, avendo scelto se restare con lo stesso venditore (ma con offerta diversa) o essendosi rivolto ad altri venditori. Il servizio di tutela è invece disponibile solo per i clienti vulnerabili per i quali è possibile avere una fornitura a condizioni regolate dall'Autorità;
- Vulnerabili elettrici: tali clienti (ossia che hanno un'età superiore a 75 anni; sono percettori di bonus per disagio fisico o economico; sono soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della Legge 104/92; l'utenza serve una abitazione di emergenza a seguito di eventi calamitosi; l'utenza si trova in un'isola minore interconnessa) saranno riforniti nel servizio di maggior tutela fino a che non verranno indette le gare secondo gli indirizzi del MITE (D.L. 09/12/2023, n. 181).

La legge di conversione del D.L. 181/2023 (D.L. Sicurezza Energetica), come modificata dal D.L. 19/2025, prevede che ARERA disciplini il servizio di vulnerabilità, prevedendo, tra le altre:

- l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee;
- l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere l'attività relativa al servizio di vulnerabilità in maniera separata rispetto a ogni altra attività;
- il divieto per il fornitore di utilizzare: **i)** il canale di commercializzazione del servizio di vulnerabilità per promuovere offerte sul mercato; **ii)** i dati e le informazioni acquisite nello svolgimento del servizio di vulnerabilità per attività diverse da quella di commercializzazione del servizio stesso; **iii)** per l'esercizio del servizio di vulnerabilità, lo stesso marchio con cui svolge attività al di fuori del servizio medesimo;
- al momento della presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura competitiva, i soggetti interessati possano manifestare la volontà di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda degli esercenti il servizio di maggior tutela con congruo anticipo rispetto allo svolgimento delle procedure; tale offerta sarà considerata anche ai fini dell'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa.

Il decreto ministeriale del 17 maggio 2023 prevede che, a partire dal 1° aprile 2027, il STG assolverà alla sola funzione di servizio di ultima istanza per tutti i clienti di piccola dimensione, quali piccole imprese, microimprese e domestici non vulnerabili.

La Legge Annuale per il Mercato e la Concorrenza per il 2023 (Legge n. 193 del 16 dicembre 2024) ha inoltre stabilito la facoltà per i clienti domestici vulnerabili di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali dedicato ai domestici non vulnerabili. ARERA con le delibere 10/2025/R/eel e 48/2025/R/eel ha disciplinato le modalità attuative per l'esercizio di tale facoltà disponendo obblighi informativi sia lato ESTG che lato venditori del ML e EMT, precisando altresì che:

- al più tardi, entro il 1° marzo 2025, debbano essere eseguite le prestazioni funzionali alla trasmissione delle richieste di switching per l'accesso al STG (es. aggiornamento delle specifiche tecniche relative ai processi impattati dalla 10/2025/R/eel);
- i clienti domestici vulnerabili che si troveranno serviti nel STG al

termine del periodo di assegnazione (31 marzo 2027) saranno contrattualizzati nel mercato libero al pari degli altri clienti non vulnerabili ivi riforniti, secondo le modalità che saranno definite con successivo provvedimento.

Il D.L. bollette (n. 19/2025), attuato dalla delibera ARERA 110/2025, ha successivamente previsto che i clienti domestici già serviti nel STG che acquisiscano, dalla data di entrata in vigore del D.L. bollette, uno dei requisiti di vulnerabilità, potranno continuare a permanere nel STG senza dover effettuare alcuna richiesta in tal senso fino alla fine del periodo di assegnazione del servizio.

Il D.L. Bollette, convertito in Legge n. 60 del 24 aprile 2025 ha stabilito che il servizio di vulnerabilità decorrerà da una data non anteriore alla conclusione del servizio a tutele graduali, perciò non prima del 31 marzo 2027. I clienti vulnerabili che sono riforniti nel servizio a tutele graduali e che, alla data di conclusione di tale servizio, non hanno scelto un fornitore rientrano nell'ambito del servizio di maggior tutela, o, se già operante, nell'ambito del servizio di vulnerabilità.

Erogazione del contributo straordinario in bolletta

Con la Delibera 132/2025/R/eel, ARERA ha dato attuazione alle disposizioni del D.L. bollette (D.L. n. 19 del 2025) convertito in Legge n. 60 del 24 aprile 2025) afferenti al contributo straordinario di 200 euro per l'anno 2025 a favore dei clienti domestici con un ISEE fino a €25 mila.

In particolare, l'Autorità ha definito in primo luogo le modalità di erogazione del contributo straordinario per i clienti già percettori di bonus sociale elettrico e poi, a seguito di interlocuzioni con l'INPS, ha pubblicato la Delibera 144/2025/R/eel con la quale ha definito le modalità di erogazione del contributo verso i clienti non aventi diritto al bonus sociale elettrico ma solo al contributo straordinario.

Interventi di aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale e misure urgenti per la trasparenza e la confrontabilità delle offerte dei mercati al dettaglio di energia elettrica e gas

In data 2 ottobre 2024, l'Autorità ha pubblicato la Delibera 395/2024/R/com. Il provvedimento, con efficacia a partire dal 1° gennaio 2025, dispone interventi di aggiornamento ed efficientamento della regolazione precontrattuale e contrattuale di cui al Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale con particolare riferimento all'adeguamento delle disposizioni regolatorie al D.Lgs. 26/2023, agli obblighi dei venditori in caso di modifica delle condizioni contrattuali, alle disposizioni in materia di telemarketing e teleselling, nonché la conseguente armonizzazione della disciplina in materia di modifica delle condizioni contrattuali delle offerte PLACET e del servizio di tutela della vulnerabilità. La disposizione che prevede la preventiva accettazione del supporto durevole da parte del cliente in caso di comunicazioni di variazione unilaterale, rinnovo ed evoluzione automatica, è valida solo per i contratti stipulati a partire dal 1° gennaio 2025.

Con la Delibera 156/2025/R/com, l'Autorità adotta alcuni primi interventi urgenti, di natura transitoria, per l'attuazione all'art. 5 comma 1 del D.L. 19/25 (c.d. D.L. Bollette) in materia di trasparenza e confrontabilità delle offerte nei mercati retail.

Con la Delibera 386/2025/R/com ARERA dà piena attuazione a tale disposizione, aggiornando una serie di provvedimenti con l'obiettivo di fornire ai clienti una maggiore chiarezza nella rappresentazione dei corrispettivi delle offerte. In sintesi si prevede:

- la razionalizzazione dei corrispettivi delle offerte dei domestici in base alla quale viene previsto un unico corrispettivo in quota an-



- nua e un corrispettivo dipendente dal consumo;
- una diversa rappresentazione dei corrispettivi nei contratti e nelle schede sintetiche;
- obbligo di invio di avvisi aggiuntivi a seguito dell'invio delle comunicazioni di variazione unilaterale e di rinnovo;
- obbligo di pubblicazione sul sito del venditore di tutte le offerte in corso di validità pubblicate sul PO.

Considerando l'impatto significativo ARERA prevede una tempistica differente rispetto a quanto proposto nel DCO (1° gennaio 2026). L'entrata in vigore è quindi prevista con le seguenti tempistiche:

- 1° aprile 2026: entrata in vigore delle disposizioni per tutte le offerte di energia elettrica e gas naturale, incluse quelle in corso di validità a tale data;
- entro luglio 2026: relativamente ai contratti già in essere, le misure relative alla razionalizzazione dei corrispettivi e agli obblighi informativi per i clienti finali domestici operano in occasione delle variazioni unilaterali e dei rinnovi con modifica delle condizioni economiche con decorrenza entro luglio 2026;
- 1° gennaio 2027: i venditori sono in ogni caso tenuti ad adeguare i contratti in essere alle misure relative alla razionalizzazione dei corrispettivi con effetti entro e non oltre il 1° gennaio 2027 indipendente dalla data di rinnovo prevista.

Modifica della disciplina della Bolletta 2.0

L'Autorità, con la Delibera 315/2024/R/com, approva la disciplina della "Bolletta dei clienti finali di energia".

Le nuove disposizioni trovano applicazione a decorrere dalla prima bolletta emessa a partire dalla data dell'1° luglio 2025. Tuttavia, in considerazione dell'incompatibilità tra le tempistiche di applicazione della nuova regolazione e quelle di rimozione del Servizio di maggior tutela, la nuova regolazione non si applicherà al Servizio di maggior tutela.

La nuova bolletta sintetica è composta da:

- un "frontespizio unificato" ossia una prima pagina obbligatoria con una struttura uguale per tutti i clienti domestici;
- lo "scontrino": vi è riportata la formazione del costo complessivo dell'energia (Prezzo medio moltiplicato per Quantità), suddiviso in quota consumi, quota fissa, quota potenza;
- il "box dell'offerta": contiene gli elementi che consentono al cliente di ricostruire l'applicazione dell'offerta sottoscritta nel periodo di fatturazione a cui si riferisce la bolletta;
- gli "Elementi informativi essenziali", riportano indicazioni raggruppate in riquadri contenitori di informazioni omogenee e di dettaglio, con i titoli stabiliti da ARERA.

Viceversa, relativamente agli "Elementi di dettaglio", previsti dalla attuale bolletta 2.0, l'Autorità non prevede modifiche rispetto alla regolazione vigente. L'11 dicembre 2024 l'Autorità ha convocato un tavolo tecnico sulla nuova bolletta con i rappresentanti delle associazioni rappresentative degli operatori di vendita di energia elettrica e gas. Durante l'incontro l'Autorità ha fornito alcuni chiarimenti sulle varie parti della nuova bolletta e successivamente pubblicato le delibere 12/2025/R/com e 64/2025/R/co con l'intento sia di correggere alcuni errori materiali, che di specificare meglio alcune informazioni.

Con la Delibera 204/2025/R/com, ARERA ha inoltre approvato il nuovo glossario in linea con le modifiche apportate alla Bolletta.

Con la Delibera 223/2025/R/com, l'Autorità proroga la precedente regolazione della "Bolletta 2.0" (allegato A alla Delibera 501/2014) limitatamente al Servizio di maggior tutela.

Superamento del Prezzo Unico Nazionale

L'art. 13 del D.Lgs. n. 210/2021 prevedeva la definizione di condizioni e criteri per un passaggio graduale verso prezzi zonali 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'articolo 13 del D.Lgs. 210/21 è stato modificato dal D.L. 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 zonali 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 zonali e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del PUN.

L'Autorità ha pubblicato la Delibera 304/2024/R/eel che dispone 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 zonali.

Il superamento del meccanismo di perequazione avverrà con tempistiche differenziate in base a criteri ancora da definire, ma comunque non prima del 31 dicembre 2025.

Voltura con switching settore gas e aggiornamento del set informativo del servizio di pre-check e gestione delle richieste di voltura errate nei settori elettrico e gas

Con la Delibera 323/2025/R/com ARERA ha definito le disposizioni funzionali al cosiddetto "switching con voltura" nel settore gas: il cliente volturante potrà sottoscrivere un nuovo contratto di fornitura con una CC di sua scelta, senza dover necessariamente presentare prima la richiesta alla CC preesistente.

Il nuovo servizio di switching sarà attivo dal 1° luglio 2026 insieme a uno specifico servizio informativo per attivazione contrattuale e a una procedura per la gestione di voltura con switching errate effettuate verso il SII e già eseguite (valida anche per il settore elettrico). A decorrere dal 1° maggio 2026, sarà invece implementato l'ampliamento delle informazioni rese disponibili in caso di esito positivo di una richiesta di pre-check.

REGOLAZIONE AMBIENTE

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (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 a due anni precedenti (anno a-2 e applicati all'anno a) e non più a dati previsionali.

L'ARERA, nel nuovo metodo, applica un approccio caratterizzato da un diverso trattamento:

- 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 inizialmente 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 gli obiettivi di miglioramento del servizio stabiliti a livello locale e l'eventuale ampliamento del perimetro gestionale;
- fattore di sharing relativamente ai ricavi provenienti dalla vendita di materiale ed energia derivante da rifiuti;
- 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 riconosciute per l'anno a;
- 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, allegato alla Delibera 444/2019/R/rif "Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati" sono state definite le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione a partire dal 1° aprile 2020. 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.

La **Delibera 459/2021/R/rif** ha successivamente completato il quadro della regolazione tariffaria definita per il MTR-2 con al variazione 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 2024-25 (sulla base dei dati aggiornati relativi al biennio 2022-23) 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 pulizia, 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 a ottemperare a tali pronunce, confermando la, 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 17 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.

Nel corso dell'anno 2025, l'ARERA ha pubblicato:

- il 28 gennaio 2025, la **Delibera 23/2025/R/rif** "Avvio di procedimento per l'aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e della Delibera 15/2022/R/rif", con conclusione prevista entro il 31 luglio 2025;
- il 18 febbraio 2025, la **Delibera 57/2025/R/rif** "Avvio di procedimento per la definizione del Metodo Tariffario Rifiuti per il terzo periodo regolatorio (MTR-3)" finalizzata a definire criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento

del servizio integrato dei rifiuti, nonché per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento (MTR-3), con conclusione prevista entro il 31 luglio 2025.

- il 18 giugno 2025, la **Delibera 255/2025/A** recante "Adozione del regolamento per lo svolgimento dell'Analisi di impatto della regolazione dell'Autorità" con la quale si conclude il procedimento di revisione e aggiornamento della disciplina relativa allo svolgimento dell'Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), avviato con la Delibera 151/2025/A e con il DCO 152/2025/A del 1° aprile 2025. Il presente provvedimento abroga la precedente Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione (GOP 46/08) e introduce nuove disposizioni, tra cui la definizione del Ciclo della regolazione e strumenti di better regulation e la puntuale articolazione delle fasi del procedimento di formazione dell'AIR.
- il 29 luglio 2025, la **Delibera 373/2025/R/rif** "Disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile (unbundling) per il settore dei rifiuti urbani" che chiude il relativo procedimento di Consultazione (DCO: **146/2025/R/rif** del 1° aprile 2025 e **247/2025/R/rif** del 10 giugno 2025) e stabilisce che le disposizioni del TIUC aggiornato si applicheranno a partire dall'annualità 2026, fatta eccezione per il Titolo VIII dedicato agli schemi specifici di rendicontazione annuale per il settore dei rifiuti urbani, per il quale è previsto il monitoraggio nel biennio 2026-2027 e l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2028. In particolare, dall'anno 2026 si applicheranno le disposizioni del TIUC alle imprese operanti nei settori regolati: energia elettrica, gas, servizio idrico integrato e rifiuti urbani e dall'anno 2028 anche l'obbligo di disaggregazione dei costi del settore rifiuti urbani per ambito tariffario e componente tariffaria.

Il 29 luglio 2025, la **Delibera 374/2025/R/rif** "Completamento della regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani (RQTR) e aggiornamento della **Delibera 15/2022/R/rif**", che chiude il procedimento di Consultazione (DCO: **147/2025/R/rif** del 2 maggio 2025 e **235/2025/R/rif** del 3 giugno 2025) e completa la regolazione della qualità tecnica con le seguenti nuove disposizioni che:

- integrano gli orientamenti e l'estensione degli indicatori di qualità introdotti in precedenza, puntando a migliorare l'efficienza della raccolta differenziata, l'innovazione tecnologica degli impianti, la sostenibilità ambientale e il recupero di materia ed energia;
- trovano applicazione a partire dal 1° gennaio 2026; in particolare, per il Macro-indicatore R3, è prevista una fase di monitoraggio per gli anni 2026-2027, un avvio delle interlocuzioni con le parti interessate per determinare i valori predefiniti - default option - durante l'anno 2026 e la piena entrata in vigore dal 1° gennaio 2028;
- influenzeranno anche la determinazione delle tariffe, in coerenza con il metodo tariffario MTR-3.

Il 5 agosto 2025, la **Delibera 397/2025/R/rif** "Approvazione del Metodo Tariffario Rifiuti per il terzo periodo regolatorio (MTR-3)" che chiude il relativo procedimento di Consultazione (DCO: **180/2025/R/rif** del 2 maggio 2025 e **249/2025/R/rif** del 3 giugno 2025) e conferma l'impostazione generale dell'MTR-2, anche per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento. In particolare, nel ribadire che gli impianti di chiusura del ciclo "minimi" debbano essere individuati in coerenza con i criteri indicati nel PNGR, puntualizza la necessità che l'individuazione di tali impianti debba essere comunicata all'ARERA in tempo utile per la determinazione di entrate tariffarie, corrispettivi e tariffe d'accesso. L'ARERA stabilisce, anche, che il venir meno della qualifica non ha effetti sulla copertura dei costi ammessi a riconoscimento per il periodo di validità della stessa.

Nei quattro anni coperti dal MTR-3, i gestori degli impianti minimi sono tenuti ad applicare la struttura dei corrispettivi praticata nel 2025, aggiornandola tenendo conto di un fattore tariffario determinato sulla base dei costi totali dell'impianto ammissibili al riconoscimento in tariffa e di valutazioni connesse alla prossimità dei flussi in ingresso. Per ogni annualità, il limite massimo alla variazione annuale del fattore tariffario viene stabilita in base al tasso di inflazione programmata e a un fattore che tiene conto delle caratteristiche tecnologiche e ambientali dell'impianto.

Tra le principali novità introdotte, si segnala:

- la pubblicazione dei tassi di inflazione per l'anno 2025 e 2026, pari rispettivamente a 2% e a 1,2%;
- la possibilità di recupero, per le annualità 2025 e 2027, del conguaglio (nelle annualità a+2) riconducibile agli scostamenti tra i costi operativi inizialmente riconosciuti (assumendo un tasso di inflazione nullo) e quelli riquantificabili considerando l'aggiornamento del tasso di inflazione;
- l'introduzione, tra i costi riconosciuti, di una componente di conguaglio finalizzata a intercettare l'eventuale scostamento tra i ricavi relativi alle quantità previste nell'ambito delle attività di programmazione e quelli effettivamente conseguiti sulla base di quanto conferito nelle medesime annualità;
- la limitazione dei casi per cui è possibile ricorrere ad una revisione infra-periodo, escludendo i casi di aggiornamento di base contabile, adeguamento di componenti di costo previsionale e aggiornamento di valori dei macroindicatori (R1 e R2) o di coefficienti tariffari (sharing, benchmark, indicati).

Il 9 settembre 2025, la **Delibera 407/2025/R/rif** "Avvio di procedimento per il calcolo del macro-indicatore R3 sull'efficienza tecnico-ambientale della gestione previsto dalla **Delibera 374/2025/R/rif**", che mira a completare la regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani (RQTR), avviata dalla **Delibera 387/2023/rif**, nella quale l'ARERA ha confermato l'approccio graduale e asimmetrico stabilmente adottato, secondo una logica regolatoria orientata all'osservazione dei risultati ottenuti nel periodo di riferimento (output based). In particolare, ha esteso il set di indicatori introdotti, confermando l'introduzione dall'1° gennaio 2028 del macro-indicatore R3 (art. 7 *septies* dell'RQTR) capace, grazie alla sua visione olistica del sistema, di consentire una valutazione congiunta degli apporti di ciascuna fase della filiera rispetto al risultato complessivo ottenuto dalla gestione.

La Delibera in oggetto avvia il procedimento, con la finalità di coinvolgere le Istituzioni competenti e i soggetti interessati, nel pieno rispetto delle distinzioni di ruoli e di responsabilità, anche organizzando specifici focus group finalizzati ai necessari approfondimenti tecnici in merito al consolidamento della metodologica di calcolo del macro-indicatore - anche con riferimento all'eventuale integrazione di ulteriori elementi volti, tra l'altro, a intercettare le peculiarità della gestione e assicurare la confrontabilità dei dati - e alla determinazione delle default option. La fine del procedimento è prevista per il 31 luglio 2026.

Il 21 ottobre 2025, la **Delibera 451/2025/E/com** "Approvazione di accertamenti con sopralluogo, con la collaborazione del Nucleo CC ARERA, in materia di obblighi informativi di natura anagrafica", approva lo svolgimento di accertamenti con sopralluogo presso i soggetti inadempienti agli obblighi informativi di natura anagrafica, avvalendosi della collaborazione dell'Arma dei Carabinieri attraverso il Nucleo CC ARERA, istituito con decreto del 9 giugno 2025 a supporto dell'ARERA medesima.

Il 20 novembre 2025, la **Delibera 450/2025/A** "Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell'ARERA di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, dovuto per l'anno 2025, dai soggetti

operanti nei settori di competenza", rende nota la scadenza del 15 dicembre 2025 per il versamento del contributo e del 31 gennaio 2026 per la relativa comunicazione. Per i soggetti operanti in Italia nel settore dei rifiuti o di una o più attività che lo compongono, allo 0,30 per mille dei ricavi relativi all'anno 2024, risultanti dall'ultimo bilancio approvato, ovvero, ricavi desumibili dal PEF per i gestori in forma diretta del servizio. Le attività del servizio integrato di gestione dei rifiuti sottoposte al versamento del contributo sono di seguito riportate: a) spazzamento e lavaggio delle strade; b) raccolta e trasporto dei rifiuti urbani; c) gestione tariffe e rapporti con gli utenti; d) trattamento e recupero dei rifiuti urbani; e) trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani; f) spedizione transfrontaliera.

Il 4 novembre 2025, la **Delibera 480/2025/R/rif** "Valorizzazione dei parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale in attuazione della **Delibera 397/2025/R/rif**, di approvazione del Metodo Tariffario Rifiuti (MTR-3)" approva i valori dei parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale per il metodo tariffario MTR-3:

- tasso di inflazione programmata (rp1) pari a 1,9%;
- deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 nel 2025 pari a 0,999 e base 1 nel 2026 pari a 1,001;
- WACC, tasso di remunerazione del capitale investito per le attività di trattamento pari a 6,1% e saggio reale di remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC) compreso tra il 4,7% (WACCRID= tasso di remunerazione del capitale investito netto e un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4) e l'1,39% ($K_{d_{real}}$ = rendimento di riferimento delle immobilizzazioni comprensive del debt risk premium);
- WACC, tasso di remunerazione del capitale investito per i gestori integrati pari a 5,9% e saggio reale di remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC) compreso tra il 4,5% (WACCRID) e l'1,39% ($K_{d_{real}}$).

Il 7 novembre 2025, la **Determinazione 1/DTAC/2025** "Approvazione degli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il periodo 2026-2029 e delle modalità operative per la relativa trasmissione all'ARERA, ai sensi della **Delibera 397/2025/R/rif**, nonché approvazione degli schemi tipo di piano economico finanziario di affidamento e ulteriori precisazioni operative" approva gli schemi tipo degli atti che costituiscono la proposta tariffaria e le modalità operative di trasmissione di quest'ultima, per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per il periodo 2026-2029.

L'11 novembre 2025, la **Delibera 489/2025/C** "Appello delle sentenze del TAR Lombardia, Sezione prima, 6 ottobre 2025, nn. 3109, 3110 e 3111; 7 ottobre 2025, nn. 3147 e 3148; 20 ottobre 2025, nn. 3320, 3335, 3336, 3337, 3339 e 3341; 30 ottobre 2025, nn. 3485, 3486, 3487 e 3489", propone appello avverso una serie di sentenze del TAR Lombardia, Sezione Prima (6 ottobre 2025, nn. 3109, 3110, 3111; 7 ottobre 2025, nn. 3147 e 3148; 20 ottobre 2025, nn. 3320, 3335, 3336, 3337, 3339 e 3341; 30 ottobre 2025, nn. 3485, 3486, 3487, 3489) aventi ad oggetto il silenzio dell'ARERA sulle determinazioni tariffarie 2024-2025, in seguito all'invio delle stesse da parte dell'ente territorialmente competente (ETC). I ricorrenti, infatti, ritengono che l'ARERA abbia l'obbligo di concludere il procedimento entro 30 giorni, visto che il Tar aveva dichiarato inammissibile l'impugnazione del provvedimento dell'ETC, ritenendo impugnabile solo l'atto dell'ARERA, salva la possibilità di reagire, in caso di inerzia protratta, ricorrendo contro il "silenzio inadempimento". L'ARERA ha obiettato che, nella misura in cui le scelte dell'ETC rientrano nelle sue attività/competenze (es. verifica del rispetto dell'equilibrio economico e finanziario) debbano poter essere impuginate senza attendere la sua approvazione, in quanto se così non fosse ci sarebbe un problema sostanziale all'applicazione



della governance multilivello prevista nel settore. Il Tar, tuttavia, pur riconoscendo la questione controversa, dato che le contestazioni siano rivolte all'ETC, ritiene la non impugnabilità degli atti dell'ETC in quanto atti endoprocedimentali.

Il Polo Impiantistico di Orvieto è considerato “minimo” per i flussi di rifiuti urbani e i relativi scarti da trattamento prodotti in Umbria, così come disciplinati dall'ARERA. Non risultano invece assoggettati a regolazione tariffaria i flussi di rifiuti conferiti all'impianto di compostaggio (fatta eccezione per quelli prodotti nella provincia di Terni) e i rifiuti speciali conferiti in discarica, dal momento che essi seguono logiche di mercato, con condizioni economiche determinate sulla base della contrattazione tra le parti.

Con le Deliberazioni nr. 13 e 14 del 18 luglio 2025, l'AURI (Autorità Umbra Rifiuti e Idrico), in qualità di Ente territorialmente competente, ha determinato, in esito alla prima applicazione del metodo tariffario MTR-2, le tariffe di accesso agli impianti del Polo Impiantistico di Orvieto, in sostituzione di quelle precedentemente approvate nel 2021. Le tariffe approvate per l'anno 2025 risultano le seguenti:

- Rifiuti Solidi Urbani (“RSU”): tariffa 2025 pari a 200,24 €/t (contro 187,66 €/t del 2024);
- Frazione Organica (“FO”): tariffa 2025 pari a 164,19 €/t (contro 153,88 €/t del 2024);
- Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (“FORSU”): tariffa 2025 pari a 91,53 €/t (contro 85,79 €/t del 2024);
- Rifiuti biodegradabili da sfalci e potature (“VERDE”): tariffa 2025 pari a 2,29 €/t (contro 2,14 €/t del 2024);
- Frazione secca, biostabilizzato, scarti compostaggio e scarti RD Sub ambito 4: tariffa 2025 pari a 125,86 €/t (contro 117,96 €/t del 2024).

Gli adeguamenti tariffari riflettono l'applicazione del MTR-2, che introduce criteri aggiornati per il riconoscimento dei costi efficienti di gestione, degli investimenti e degli oneri ambientali, nel rispetto dei principi di trasparenza, sostenibilità economica e tutela dell'utenza, così come definiti dalla regolazione nazionale ARERA.

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

Il contesto normativo di riferimento per il Gruppo Acea è ampio e 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.

Da segnalare, in tema di normativa interna nel settore idrico la legge di Bilancio 2026, che al comma 479 incide sulla durata della concessione del Servizio idrico integrato dell'ambito territoriale ottimale ATO2 - Lazio Centrale Roma, stabilendo che possa essere rideterminata in proporzione al volume degli investimenti posti a carico del concessionario, occorrenti per la realizzazione delle predette opere e non assentiti al momento del rilascio della stessa. Inoltre, si evidenzia il D.M. 16 settembre 2025 (pubblicato in G.U. il 22 ottobre 2025), con cui è stato adottato lo stralcio attuativo del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNI-ISSI) e è stata definita una programmazione mirata alla mitigazione dei danni da siccità e al rafforzamento della resilienza climatica, con priorità al completamento delle opere avviate. In particolare, il piano finanzia 75 interventi per complessivi 957 milioni di euro, destinati al contrasto della crisi idrica e alla riduzione delle dispersioni.

Sulla promozione dell'uso delle rinnovabili si rilevano: il D.Lgs. RED III che recepisce la Direttiva UE 2023/2413 sulla promozione di energia da fonti rinnovabili e tra le altre cose eleva l'obiettivo vinco-

lante dell'Unione Europea per le energie rinnovabili, intervenendo per accelerare l'installazione di nuovi impianti mediante la designazione delle “zone di accelerazione” e introducendo nuovi obiettivi settoriali vincolanti per l'industria e per i trasporti, migliorando anche la sostenibilità della bioenergia; il D.L. infrastrutture 21 maggio 2025, n. 73 (convertito con la legge di conversione 18 luglio 2025 n. 105) che introduce importanti semplificazioni amministrative per le “zone di accelerazione” per gli impianti FER; il D.Lgs. Correttivo TU FER dell'11 dicembre 2025 che apporta disposizioni correttive e integrative al D.Lgs. 25 novembre 2024, n. 190, recante la disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

In materia di ambiente si segnala il D.Lgs. RAEE che reca modifiche alla normativa dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche in particolare per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici. Infine in materia di energia elettrica si segnala il D.Lgs. Mercato Elettrico, attuativo della direttiva UE 2024/1711 relativa al miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione, con il quale si interviene, tra le varie, sul diritto del cliente finale a ottenere contratti a prezzo dinamico.

In ambito europeo risulta di rilevante interesse, in tema idrico, l'accordo provvisorio raggiunto il 25 settembre 2025 da Consiglio e Parlamento con il quale è stato aggiornato l'elenco delle sostanze inquinanti per le acque superficiali e sotterranee, introducendo limiti più rigorosi per i PFAS e la Direttiva 2025/2360 (Soil Monitoring Law) che si pone come quadro legislativo dedicato esclusivamente alla protezione, al monitoraggio e alla resilienza del suolo.

Cambiamento climatico

La sensibilità all'evolversi del cambiamento climatico e 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).

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 della 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.

Al contempo, 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 proseguire 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 e 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) potenzialmente 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 a 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 e 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 pe-



cuniarie. 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 2025 si apre in continuità con il quadro di crescente frammentazione economica e geopolitica che aveva caratterizzato gli anni precedenti, imponendo alle imprese un monitoraggio costante degli scenari globali e una gestione sempre più attenta dei rischi.

La dinamica economica internazionale continua a essere condizionata da fattori sia geopolitici che macroeconomici. Il conflitto tra Russia e Ucraina, nonostante l'assenza di sviluppi risolutivi, prosegue influenzando le catene del valore globali, mentre le difficoltà interne dell'Ucraina e sporadici segnali di riavvicinamento diplomatico mantengono i mercati in una situazione di incertezza. Parallelamente, anche il conflitto tra Israele e Hamas – ampliatisi nel corso del 2024 con un aggravamento umanitario e con il coinvolgimento più diretto di Hezbollah – continua nel 2025 a rappresentare un fattore critico per la stabilità regionale.

Nonostante tale contesto, l'economia globale ha proseguito il proprio percorso di normalizzazione dopo gli shock degli ultimi anni, con numerosi squilibri che si sono progressivamente riassorbiti:

- mercati energetici: nel 2025 si osserva il consolidamento della stabilizzazione avviata nel 2024. I prezzi del Brent permangono attorno agli 80 \$/bbl, riflettendo una domanda moderata – in particolare da parte della Cina – e un'offerta ancora abbondante che continua a controbilanciare le tensioni geopolitiche. In Italia, il Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica si mantiene su livelli inferiori rispetto ai picchi degli anni precedenti, continuando però a risultare superiore ai valori pre-crisi del 2019;
- scenario macroeconomico: il Fondo Monetario Internazionale conferma per il 2025 una crescita globale contenuta, con andamenti eterogenei per area geografica: gli Stati Uniti mantengono una dinamica sostenuta trainata dai consumi interni; l'Europa mostra una ripresa moderata; la Cina continua ad affrontare un rallentamento determinato dalle criticità del settore immobiliare e dalla debolezza della domanda interna;
- inflazione: nell'Eurozona l'inflazione complessiva rimane sotto controllo, pur con alcuni segnali di risalita legati ai prezzi energetici. L'inflazione core mostra maggiore stabilità (con i prezzi dell'energia in crescita dell'1,8% su base annua a gennaio 2025 e un'inflazione core attestata attorno al 2,7%). Le banche centrali restano focalizzate sul bilanciamento tra stabilità dei prezzi e sostegno alla crescita, adeguando progressivamente l'orientamento della politica monetaria.

In questo quadro, il contesto geopolitico e macroeconomico continua a rappresentare una variabile critica per le imprese, incidendo sulle valutazioni patrimoniali e sulle strategie di bilancio. Rimane pienamente attuale il Public Statement dell'ESMA del 28 ottobre 2022, che analizzava gli effetti dell'invasione russa dell'Ucraina sulle rendicontazioni finanziarie e fornisce ancora oggi indicazioni di riferimento per la valutazione dell'impairment test delle attività non finanziarie.

Il cambiamento delle strategie aziendali, commerciali e finanziarie resosi necessario alla luce del protrarsi delle tensioni geopolitiche aumenta il rischio di impatti significativi sui valori contabili delle attività e passività. ESMA raccomanda alle società regolamentate di rivedere e aggiornare in modo tempestivo le assunzioni alla base dei flussi finanziari prospettici, assicurando coerenza tra strategia aziendale, condizioni di mercato e aspettative macroeconomiche.

In coerenza con tale contesto, risultano rilevanti le European Common Enforcement Priorities ESMA 2025, che richiamano l'attenzione degli emittenti sulla rappresentazione nei bilanci degli effetti dei rischi geopolitici e macroeconomici sulle principali stime contabili. ESMA raccomanda di fornire un'informativa specifica e coerente sugli impatti di tali fattori su impairment delle attività non finanziarie, flussi finanziari prospettici e tassi di attualizzazione, assicurando allineamento tra strategie aziendali, assunzioni sottostanti ai modelli valutativi e informazioni quantitative e qualitative di bilancio.

La stima del valore recuperabile delle attività non finanziarie deve basarsi su tutte le informazioni disponibili – interne ed esterne – e riflettere l'elevato grado di incertezza globale. È pertanto consigliabile l'adozione di modelli previsionali basati su più scenari, sostenuti da parametri ragionevoli e realistici, in grado di rappresentare adeguatamente i rischi di mercato, l'inflazione e le tensioni geopolitiche. Un elemento centrale dell'impairment testing continua a essere la corretta determinazione del tasso di sconto, che deve riflettere le condizioni dei mercati e il rischio specifico delle attività esaminate, evitando duplicazioni dei rischi già inclusi nei flussi previsionali. L'aumento dei tassi di interesse e dell'inflazione registrato negli anni recenti può influire significativamente sul tasso di sconto e, di conseguenza, sul valore recuperabile delle attività. Ne deriva la necessità di garantire piena coerenza tra gli scenari macroeconomici adottati e le valutazioni di bilancio, affinché l'informativa finanziaria sia trasparente, affidabile e rappresentativa della reale esposizione ai rischi.

Lo sviluppo e l'innovazione tecnologica

In uno scenario sempre più complesso, dove Acea opera lungo le filiere di Acqua, Energia e Ambiente, l'innovazione tecnologica è un fattore abilitante chiave per consolidare la crescita del business, ottimizzare l'operatività, rafforzare la qualità del servizio e accelerare la transizione digitale ed ecologica.

Coerentemente con il proprio indirizzo industriale, Acea ha integrato l'adozione delle tecnologie più avanzate tra le leve centrali della sua strategia, con la finalità di ridisegnare un modello operativo end to end, più integrato, intelligente e resiliente, in grado di sostenere la crescita del Gruppo nel lungo periodo.

L'impatto della tecnologia va oltre l'efficienzamento di asset e processi: abilita nuove competenze, favorisce modelli organizzativi più snelli e reattivi e rende possibile un'interazione più immediata, trasparente e personalizzata con clienti, istituzioni e stakeholder. In Acea, nel corso dell'anno, sono state avviate diverse iniziative per l'adozione di tecnologie innovative, in particolare nell'intelligenza artificiale, nella robotica e nella sensoristica IoT e nel machine learning. Per quanto riguarda l'intelligenza artificiale, oggi è applicata su più fronti: dalla manutenzione predittiva al dispatching automatico della forza lavoro, fino a soluzioni conversazionali per il supporto clienti, con l'obiettivo di coniugare efficienza operativa e qualità della relazione con l'utenza. Nel settore elettrico, Acea ha introdotto la piattaforma ADMS di areti ("Dante"), che integra modelli di simulazione e algoritmi di intelligenza artificiale per monitorare la rete in tempo reale, individuare anomalie e supportare decisioni rapide, contribuendo a rendere l'infrastruttura più efficiente, affidabile e sicura. In parallelo, Acea ha avviato soluzioni come lo Smart Asset Inventory, che automatizza e velocizza il censimento degli apparati nelle cabine primarie e secondarie attraverso acquisizione dati e analisi AI, migliorando accuratezza e affidabilità nella gestione degli asset.

La robotica è impiegata nelle attività operative con l'obiettivo di aumentare la tutela delle persone, migliorare l'efficienza degli in-

terventi e innalzare la qualità delle lavorazioni. Le principali applicazioni riguardano l'ispezione e il monitoraggio delle infrastrutture, la gestione operativa degli asset e le attività di cantiere. In ambito idrico, Acea ha sviluppato il programma "Robotics for Water", che introduce soluzioni robotiche per ispezionare, monitorare e intervenire sulle infrastrutture riducendo l'esposizione del personale a contesti a rischio, con benefici in termini di sicurezza, sostenibilità ed efficienza operativa. Nel settore elettrico, Acea impiega inoltre TEDDI, un robot quadrupede autonomo utilizzato per il monitoraggio preventivo nelle cabine primarie: la soluzione incrementa frequenza e qualità delle ispezioni, riduce l'esposizione in contesti critici e abilita analisi predittive grazie alla raccolta strutturata di dati dal campo. Acea poi, attraverso a.Quantum, nel luglio 2025 ha avviato con l'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) un accordo triennale per la creazione del "Robotic Joint Lab", laboratorio congiunto dedicato alla progettazione e sviluppo di soluzioni robotiche avanzate per costruzione, gestione e manutenzione delle infrastrutture idriche, energetiche e ambientali, con attività tra Genova e Roma e sperimentazioni sul campo sugli impianti del Gruppo.

Infine, le potenzialità della sensoristica IoT e del machine learning sono utilizzate per implementare soluzioni quali, per esempio: la distrettualizzazione delle reti, la computer vision per l'asset inventory, l'ottimizzazione dei consumi energetici, le digital twin per la progettazione e gestione degli impianti e il telecontrollo dei flussi ottimizzato in funzione della domanda real-time.

Per presidiare l'evoluzione tecnologica, Acea mantiene un contatto costante con l'ecosistema dell'innovazione. Prosegue la partecipazione a ROAD (Rome Advanced District), di cui Acea è co fondatrice, hub romano che sperimenta soluzioni per la transizione energetica ed ecologica con approccio "living lab". Acea partecipa inoltre alla Fondazione Rome Technopole, promuovendo formazione, ricerca e trasferimento tecnologico nel Lazio, e ha aderito a CrossConnect per accelerare start up dedicate alle infrastrutture.

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.

In particolare, nelle gare OEPV (Offerta Economicamente Più Vantaggiosa), Acea ha introdotto tra i criteri premianti la valutazione Ecovadis, uno strumento internazionale che consente di misurare la sostenibilità ambientale, sociale ed etica dei fornitori. La presenza di una valutazione Ecovadis positiva attribuisce un punteggio aggiuntivo in fase di gara, incentivando i fornitori a migliorare le proprie performance di sostenibilità e favorendo la selezione di partner più responsabili.

A partire dal 2025, Acea ha acquistato il modulo Carbon di Ecovadis, una piattaforma digitale dedicata alla raccolta, gestione e monitoraggio dei dati relativi alle emissioni di CO₂ e agli impatti ambientali della supply chain. Il modulo Carbon viene utilizzato per raccogliere in modo strutturato le informazioni ambientali fornite dai fornitori, con particolare attenzione alle emissioni dirette (SCO-

pe 1) e indirette da consumo energetico (Scope 2) generate dalle attività dei fornitori stessi. Questo strumento facilita la valutazione delle performance ambientali e l'identificazione di aree di miglioramento, permettendo ad Acea di integrare ulteriormente i criteri di sostenibilità nei processi di acquisto e di promuovere una filiera sempre più trasparente e responsabile dal punto di vista ambientale. Acea promuove una gestione sostenibile e responsabile della catena di fornitura, favorendo rapporti trasparenti e la creazione di valore condiviso. La selezione e il monitoraggio dei fornitori si basano su criteri strutturati che includono:

- valutazione Ecovadis;
- acquisti verdi;
- due diligence reputazionali;
- sistemi di gestione – verifiche sulla catena di fornitura;
- vendor rating;
- sostenibilità e sicurezza;
- valutazione rischio cyber.

Nel corso del 2025, sono state inoltre condotte come progetto pilota tre analisi di rischio su affidamenti IT, che hanno previsto la classificazione dei fornitori secondo categorie di rischio (per esempio solidità economico-finanziaria, salute e sicurezza sul lavoro, ESG, cyber security, etico-reputazionale), l'utilizzo di strumenti di monitoraggio specifici (score di bilancio, audit, questionari, spend analysis, vendor rating, assessment cyber) e l'assegnazione di pesi ai diversi KPI per una valutazione quantitativa e comparabile. Per la definizione e l'attuazione delle azioni di mitigazione sono state direttamente coinvolte le società committenti, garantendo un presidio operativo e una gestione condivisa dei rischi individuati. Queste attività hanno permesso di individuare le aree di attenzione, rafforzare i presidi di controllo e adottare azioni di mitigazione mirate ove necessario.

La salute e la sicurezza sui luoghi di lavoro

Acea promuove in modo continuativo iniziative dedicate alla tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, con l'obiettivo di diffondere una cultura della prevenzione solida e condivisa, coinvolgendo l'intero personale aziendale. A tal fine, l'azienda ha adottato un modello avanzato di valutazione dei rischi, integrato da misure strutturate di controllo e mitigazione. Inoltre, Acea promuove attivamente pratiche di salute e wellbeing, con l'obiettivo di armonizzare salute, benessere e qualità della vita lavorativa. Attraverso programmi dedicati e iniziative mirate, l'azienda sostiene un ambiente di lavoro che valorizza il benessere psicofisico delle persone, riconoscendolo come elemento essenziale per una performance sostenibile e per una cultura della sicurezza realmente integrata.

Nel quadro del percorso di miglioramento continuo intrapreso dall'azienda, finalizzato alla prevenzione e alla riduzione degli infortuni, Acea mette a disposizione di tutto il personale strumenti efficaci per favorire una partecipazione attiva nell'analisi degli indicatori di sicurezza. Tale coinvolgimento rappresenta un indicatore significativo del livello di maturità della cultura della sicurezza e della cultura del miglioramento all'interno dell'organizzazione.

Parallelamente, Acea estende le proprie attività di sensibilizzazione anche ad appaltatori e subappaltatori, riconoscendone il ruolo strategico nella realizzazione delle attività lungo la catena del valore. La sicurezza è considerata un elemento cardine della strategia aziendale e non un mero adempimento normativo, e si fonda su un approccio manageriale orientato alla misurazione e al monitoraggio dei risultati. Acea considera la sicurezza pienamente integrata con la qualità operativa: eccellere nella qualità dei processi e delle attività



comporta, come effetto naturale, un innalzamento degli standard di sicurezza. In questa visione, qualità operativa e sicurezza non procedono in parallelo, ma si rafforzano reciprocamente, contribuendo alla costruzione di un'organizzazione più efficiente, affidabile e orientata alla tutela delle persone.

Le azioni di miglioramento — come la riduzione dell'incidenza di specifiche tipologie di infortunio — e le azioni di consolidamento — quali il mantenimento dei risultati positivi e l'adozione di nuovi standard organizzativi — costituiscono le direttrici fondamentali del percorso di crescita continua in materia di salute e sicurezza sul lavoro. Infine, Acea guarda con attenzione e proattività al mercato e al mondo dell'innovazione, con l'obiettivo di integrare le competenze acquisite con i più recenti standard tecnologici e con le opportunità offerte dall'intelligenza artificiale. Tale orientamento consente all'azienda di rafforzare ulteriormente i propri sistemi di prevenzione, migliorare i processi decisionali e consolidare un modello di gestione della sicurezza sempre più evoluto e sostenibile.

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 e all'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, (PNRR), il pacchetto di investimenti e riforme predisposto dal Governo italiano e adottato dalla Commissione e dal Consiglio dell'Unione Europea per beneficiare del sostegno finanziario previsto dalla Recovery and Resilience Facility (RRF), uno strumento temporaneo di ripresa e resilienza al centro del NextGenerationEU Programme 2021-2026.

A oggi, l'Italia è il Paese che ha ricevuto la dotazione maggiore per il PNRR, pari a €194,4 miliardi di fondi europei (di cui €71,8 miliardi in sovvenzioni e €122,6 miliardi in prestiti agevolati) messi a disposizione per implementare 66 riforme e 150 investimenti. Il 39% delle risorse deve essere indirizzato a interventi destinati per la transizione ecologica e il 25,6% la trasformazione digitale.

Nel 2022 l'Italia ha concordato con l'UE l'integrazione del piano REPowerEU nel PNRR per affrontare la crisi energetica, introducendo un capitolo dedicato (Missione 7) per accelerare la transizione verso fonti rinnovabili e ridurre la dipendenza energetica dalla Russia, attraverso nuove riforme (es. semplificazione autorizzazioni rinnovabili) e investimenti mirati.

Per ciascun investimento e riforma del PNRR sono stati definiti

precisi obiettivi e traguardi il cui conseguimento è condizione imprescindibile per l'erogazione delle risorse europee. Tale conseguimento è cadenzato su base semestrale a partire dal secondo semestre 2021 al 30 giugno 2026. Lo stato di avanzamento del PNRR italiano mostra un quadro misto. A dicembre 2025, la Commissione Europea ha dato il via libera all'ottava rata di €12,8 miliardi, con 32 milestone e target raggiunti. Complessivamente, il PNRR soffre però di ritardi significativi nella spesa effettiva che con il 44% registrato a fine ottobre 2025 è inferiore alla media europea, specialmente riguardo alcune misure come le tecnologie verdi.

Per ovviare ai ritardi nella spesa effettiva a meno di un anno dalla fine del periodo di implementazione, il PNRR italiano è stato rimodulato sei volte, inclusa un'ultima revisione adottata dal Consiglio UE in data 27 novembre 2025 a Bruxelles. Per prolungare i tempi disponibili per le effettive erogazioni di spesa oltre il termine dell'agosto 2026, si è fatto ricorso a nuovi strumenti finanziari che prevedono che entro la conclusione del PNRR sia soltanto finalizzato il trasferimento delle risorse a un gestore finanziario (i.e. Invitalia, CDP, ecc.), la definizione della policy di investimento e la firma della concessione dei contributi ai beneficiari finali. Il ricorso a questi strumenti finanziari riguarda anche investimenti di €1 miliardo in infrastrutture per l'approvvigionamento idrico che saranno erogati da Invitalia a favore di progetti selezionati nell'ambito del PNISSI. Nel corso degli ultimi tre anni, il Gruppo Acea ha ottenuto importanti contributi a fondo perduto nell'ambito del 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 miliardi, 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.