

Sintesi dei risultati: andamento dei risultati economici “Pro forma”

Dati economici

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni	2.788,5	2.725,4	63,2	2,3%
Altri ricavi e proventi	197,5	169,3	28,2	16,7%
Costi esterni	1.279,3	1.292,4	(13,1)	(1,0%)
Costo del lavoro	325,4	293,4	32,0	10,9%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,0	n.s.
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	38,6	20,1	18,5	92,3%
Margine Operativo Lordo	1.420,0	1.329,0	91,0	6,8%
Ammortamenti e accantonamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali	826,9	752,6	74,3	9,9%
Risultato Operativo	593,2	576,5	16,7	2,9%
Proventi finanziari, oneri finanziari	(135,9)	(136,3)	0,4	(0,3%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	91,8	(5,7)	97,5	n.s.
Risultato ante imposte	549,0	434,5	114,5	26,4%
Imposte sul reddito	160,8	139,2	21,6	15,5%
Risultato netto delle attività in continuità	388,2	295,3	93,0	31,5%
Utile/(Perdita) da attività operative cessate	127,1	71,7	55,4	77,3%
Risultato netto	515,4	367,0	148,4	40,4%
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	34,8	35,2	(0,5)	(1,3%)
Risultato netto di competenza del Gruppo	480,6	331,7	148,9	44,9%

Al 31 dicembre 2025 i **ricavi da vendita e prestazioni** ammontano a €2.788,5 milioni in aumento di €63,2 milioni (+2,3%) rispetto a quelli del precedente esercizio. La variazione in aumento deriva dai seguenti effetti contrapposti:

- maggiori ricavi da servizio idrico integrato (+€49,3 milioni) in prevalenza imputabili ad Acea Ato 2 (+€30,0 milioni) e GORI (+€20,4 milioni), dovuti, oltre che alla fisiologica crescita organica trainata principalmente dagli investimenti effettuati e dalla stima dei conguagli per partite passanti (energia elettrica, acqua all'ingrosso, ecc.), anche all'aggiornamento tariffario 2024-2029 a seguito dell'introduzione del Metodo Tariffario Idrico per il IV ciclo regolatorio (MTI-4);
- maggiori ricavi da prestazioni a clienti (+€32,0 milioni), principalmente legati al contratto di Illuminazione Pubblica del Comune di Roma (+€15,8 milioni) e all'incremento su lavori a terzi (+€12,7 milioni) in prevalenza relativi ad Acea Ato 2 (+€6,7 milioni) derivanti dallo svolgimento di prestazioni accessorie al servizio idrico integrato agli utenti e Acea Infrastructure (+€2,9 milioni) per attività di ingegneria, laboratorio e analisi svolte a favore di clienti terzi;
- maggiori ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica (+€9,1 milioni) grazie al contributo positivo delle filiere del TMB (Trattamento Meccanico-Biologico) e Discarica in particolare sugli impianti di Deco (+10,3 milioni) conseguenza dell'incremento tariffario applicato e dai maggiori conferimenti. La variazione risulta anche influenzata dal fermo dell'impianto di Terni avvenuto nei primi cinque mesi del 2024 (+€4,9 milioni). Compensa tale incremento la contrazione registrata dal Trattamento Liquidi (-€4,3 milioni) per effetto della cessione della partecipazione in Berg a fine 2024;
- maggiori ricavi da gestioni idriche estero (+€4,3 milioni) conseguenza dei maggiori ricavi di Acea Perù (+€19,2 milioni) legati all'acquisizione di nuove commesse, compensati in parte dalla riduzione di Consorzio Lima Norte (-€10,3 milioni) a seguito della scadenza del contratto triennale per la manutenzione della rete idrica e fognaria nella zona nord di Lima e dalla riduzione registrata da Acea Perù (-€3,1 milioni) per minori attività;
- minori ricavi da vendita e prestazioni energia elettrica (-€38,2 milioni) derivanti in parte dalla flessione fisiologica registrata sul mercato tutelato e in parte ai minori ricavi derivanti dalle attività di Energy Management per la vendita di energia a soggetti terzi. Compensa tale effetto l'incremento dei ricavi derivanti dalle attività di trasporto e misura di areti a seguito delle maggiori tariffe obbligatorie dell'anno 2025 rispetto a quelle applicate nel 2024.

Gli **altri ricavi** evidenziano un incremento di €28,2 milioni (+16,7%) rispetto al precedente esercizio che deriva dai seguenti effetti: **i**) iscri-



zione del premio previsto sulla base del meccanismo incentivante della regolazione della Qualità Tecnica del servizio idrico integrato per le annualità 2022-2023 (Delibera 277/2025), per un importo pari a €24,9 milioni; **ii**) maggiori contributi (+€12,0 milioni), dovuti ai rilasci di contributi in *c/capitale* in relazione al PNRR in prevalenza di areti (+€10,1 milioni). Compensano tale incremento le minori sopravvenienze attive (-€4,2 milioni) e il minor margine IFRIC 12 (-€5,4 milioni).

I **costi esterni** presentano un decremento complessivo di €13,1 milioni (-1,0%) rispetto al 31 dicembre 2024 in prevalenza dovuto **i**) ai minori costi di acquisto e distribuzione energia (-€45,2 milioni), che risentono degli effetti contrapposti del minor costo per acquisto energia elettrica (-€75,8 milioni) legato alla riduzione fisiologica dei costi di acquisto energia del mercato tutelato e dalle attività di Energy Management in linea con l'andamento registrato nei ricavi, compensato dal maggior costo dovuto ai servizi di distribuzione, trasporto e misura (+€24,9 milioni) per effetto dell'aumento del corrispettivo CTR (Corrispettivo di Trasmissione Rete) per il servizio di trasmissione, in parte compensato dalla riduzione dell'energia prelevata dalla Rete di Trasmissione Nazionale e per i costi dovuti all'energia reattiva, per effetto della nuova regolazione contenuta nella Delibera 712/22/R/eel di areti; **ii**) ai maggiori costi per servizi e appalti (+€30,7 milioni) in conseguenza dell'aumento delle attività per lavori eseguiti in appalto (+€25,2 milioni), dei maggiori costi per consumi elettrici, idrici e gas (+€10,6 milioni) in particolare di GORI per effetto di un incremento di consumi dovuti al maggior utilizzo degli impianti di adduzione, come conseguenza della crisi idrica, compensati in parte dai minori costi per smaltimento e trasporto fanghi, scorie, ceneri e rifiuti (-€11,7 milioni) conseguenza sia dei minori conferimenti che da un effetto tariffario.

Il **costo del lavoro** presenta una variazione in aumento rispetto al precedente esercizio per €32,0 milioni (+10,9%) riconducibile principalmente dall'incremento delle componenti retributive, a seguito dell'adeguamento dei contratti collettivi nazionali oltre che a una diversa composizione dell'organico; la variazione è parzialmente compensata dall'incremento dei costi del personale capitalizzati nel corso del 2025, in linea con la crescita degli investimenti.

La consistenza media del personale si attesta infatti a 8.559 dipendenti, in lieve aumento rispetto al precedente esercizio (+73 unità).

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Costo del lavoro al lordo dei costi capitalizzati	545,9	489,9	56,0	11,4%
Costi capitalizzati	(220,6)	(196,5)	(24,0)	12,2%
Costo del lavoro	325,4	293,4	32,0	10,9%

I **proventi da partecipazioni di natura non finanziaria** rappresentano il risultato consolidato secondo l'*equity method* ricompreso tra le componenti che concorrono alla formazione dell'EBITDA consolidato delle società strategiche.

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
MOL	196,9	192,4	4,5	2,3%
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(132,6)	(146,0)	13,4	(9,2%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	(0,0)	(0,0)	(0,0)	76,4%
Gestione finanziaria	(8,0)	(13,9)	5,9	(42,5%)
Imposte	(17,6)	(12,3)	(5,3)	42,9%
Proventi da partecipazioni di natura non finanziaria	38,6	20,1	18,5	92,3%

Il provento da partecipazioni di tali società risulta in aumento di €18,5 milioni rispetto al precedente esercizio, per effetto principale dell'andamento positivo delle società operanti nel settore idrico, in particolare Publicacqua (+€7,5 milioni) in prevalenza per i minori ammortamenti registrati rispetto al precedente esercizio e di produzione per la parte del fotovoltaico (+€4,5 milioni). Contribuisce alla variazione in aumento la svalutazione dei progetti non realizzati della società DropMI rilevata nel precedente esercizio (+€5,5 milioni).

Il **Margine Operativo Lordo (EBITDA)** passa da €1.329,0 milioni del 31 dicembre 2024 a €1.420,0 milioni del 31 dicembre 2025, registrando una crescita di €91,0 milioni pari al 6,8%. Le partite non recurring sull'esercizio 2025 (+€20,5 milioni) sono dovute in gran parte dai seguenti effetti contrapposti: **i**) l'iscrizione delle premialità previste dal meccanismo incentivante della regolazione della Qualità Tecnica del servizio idrico integrato per le annualità 2022-2023 secondo la Delibera 277/2025 (+€24,9 milioni); **ii**) il riconoscimento di alcune sopravvenienze attive legate ai ratei energia e insussistenze passive legate a partite energetiche pregresse con un'anzianità superiore a dieci anni (+€10,6 milioni); **iii**) la rilevazione di minusvalenze relative allo stralcio dei crediti per accounting regolatorio di AT (Alta Tensione) oggetto di cessione a Terna (-€8,3 milioni); **iv**) il fermo della linea fumi del WTE di San Vittore (-€5,5 milioni). Invece, le partite non recurring sull'esercizio 2024 ammontano a €37,6 milioni e derivano in gran parte dai seguenti effetti contrapposti: **i**) sopravvenienze tariffarie ramo idrico (+€34,7 milioni) parzialmente compensate dalla svalutazione relativa al progetto Calix (-€5,5 milioni) di DropMI; **ii**) rilascio fondo agevolazione tariffaria pensionati a seguito dell'accordo siglato a giugno 2024 (+17,1 milioni); **iii**) partite negative legate a eventi straordinari su impianti dall'Area Ambiente (-€8,7 milioni) in prevalenza per il fermo dell'impianto di Terni e il crollo della vasca Cirsu.

La variazione dell'EBITDA su base organica (+€108,1 milioni) è pertanto riconducibile ai seguenti effetti contrapposti:

- maggiori margini conseguiti dalla *business unit* Acqua per €57,5 milioni, derivanti sia dalla crescita dei ricavi tariffari idrici relativi a partite non passanti (+€49,1 milioni) legati alla componente Capex e OpexEnd che da efficienze operative su minori costi di smaltimento e manutenzioni (+€8,2 milioni);
- maggiori margini della *business unit* Reti e illuminazione Pubblica per €32,0 milioni, derivanti dalla crescita organica tariffaria (+€31,2 milioni), dal rilascio dei contributi in conto capitale (+€10,3 milioni) e dal miglioramento del margine relativo all'Illuminazione Pubblica (+€3,0 milioni), che hanno assorbito la riduzione del WACC (5,6% vs 6,0%), la quale ha inciso negativamente per circa €15,0 milioni;
- maggiori margini della *business unit* Produzione (+€13,7 milioni) in prevalenza legati ai maggiori margini derivanti dalla produzione idroelettrica (+€9,3 milioni), influenzati sia dall'effetto prezzo per €3,6 milioni (+€7/MWh) che dai maggiori volumi prodotti per €5,7 milioni (+41 GWh). Contribuisce positivamente anche il comparto fotovoltaico (+€5,2 milioni), in conseguenza di un incremento dei volumi trattati anche in relazione agli impianti entrati in esercizio, mentre il comparto termoelettrico registra minori margini per €1,9 milioni rispetto al precedente esercizio;
- maggiori margini conseguiti dalla *business unit* Ambiente per €5,5 milioni in conseguenza del miglioramento del margine dei WTE (+€7,3 milioni) in parte compensato dalla contrazione del Recycling (-€3,1 milioni) principalmente per effetto dei minori conferimenti negli impianti di selezione (-7kt);
- maggiori margini conseguiti dalla *business unit* Energy Management (+€6,8 milioni) per il miglioramento del margine dell'Energy Management (+€16,1 milioni) principalmente conseguenza della diversa gestione dei ricavi da rimborso della capacità di importazione e di efficienze operative (+€1,6 milioni). Tale incremento è in parte compensato dalla riduzione del margine dei Servizi a Maggior Tutela (-€5,7 milioni) per la "naturale" fuoriuscita dei clienti verso il Mercato Libero (-48 %) non compensata dall'applicazione di tariffe superiori e dai minori margini per Valutazione Ambientale Strategica "VAS" (-€4,0 milioni), ovvero vendite installazione e assistenza ai clienti di attività e servizi in ambito smart services);
- minori margini della *business unit* Ingegneria (-€2,3 milioni), principalmente per l'incremento dei costi di costruzione legati alla commessa Versalis;
- minore margine della Corporate legato a incremento dei costi principalmente quelli del personale, informatici e forniture (-€2,7 milioni).

Il **Risultato Operativo (EBIT)** risulta pari a €593,2 milioni e segna un incremento di €16,7 milioni rispetto al precedente esercizio. Si espone di seguito il dettaglio delle voci che influenzano l'EBIT.

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ammortamenti e riduzioni di valore	672,9	631,7	41,2	6,5%
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali	98,3	84,2	14,1	16,7%
Accantonamenti e rilasci per rischi e oneri	55,7	36,6	19,0	52,0%
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	826,9	752,6	74,3	9,9%

La variazione in aumento degli **ammortamenti e riduzioni di valore** (+€41,2 milioni) deriva dai maggiori ammortamenti (+€32,1 milioni) legati in gran parte ai business regolati, in prevalenza dell'Area Reti & Illuminazione Pubblica, come conseguenza dei maggiori investimenti e dell'entrata in esercizio di cespiti precedentemente in corso e dalle maggiori riduzioni di valore (+€9,1 milioni). Le riduzioni di valore dell'esercizio ammontano nel complesso a €33,3 milioni, sono conseguenti al processo di *impairment test* e afferiscono in prevalenza **i)** all'avviamento di Demap per € 1,7 milioni; **ii)** impianti di Monterotondo (€4,8 milioni), Aprila (€14,0 milioni), Tor di Valle (€3,1 milioni) e dell'impianto fotovoltaico di Parco della Mistica (€ 3,3 milioni); **iii)** e infine la svalutazione di attività materiali di Acea Ato2 (€ 3,6 milioni) per contatori sostituiti ma non venduti e per attività materiali con fase esecutiva non avviata.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali** sono in aumento rispetto al precedente esercizio (+€14,1 milioni) principalmente a seguito di maggiori coperture sullo stock dei crediti idrici deteriorati, anche nell'ottica di accelerarne l'eventuale smobilizzo. Il lieve aumento dell'incidenza degli accantonamenti sui ricavi consolidati (3,29% vs 2,91%) è pertanto riconducibile a tale fenomeno, mentre le performance di incasso sul fatturato corrente risultano in costante miglioramento.

Gli **accantonamenti e i rilasci per rischi e oneri** risultano complessivamente in crescita rispetto al precedente esercizio (+€19,0 milioni). Gli accantonamenti dell'esercizio pari a €73,0 milioni sono in prevalenza riconducibili a:

- rischi regolatori (€6,2 milioni), in prevalenza legati ad Acea Produzione in relazione a canoni e sovracanon regionali per impianti idroelettrici e alla valorizzazione dell'energia gratis come previsto da leggi regionali;
- rischi legali (€15,2 milioni), come conseguenza degli accantonamenti prudenziali effettuati principalmente da Acea Ato 2 con riferimento ai seguenti contenziosi: **i)** contenzioso con Enel Green Power Italia per l'accertamento debenza congruagli di sottensione idrica relativi alla concessione di derivazione sorgenti "Le Capore", in particolare viene contestata la modalità di calcolo degli stessi (a seguito del deposito della bozza di CTU, è stato disposto l'accantonamento di €5,3 milioni); **ii)** causa presso il Tribunale civile di Roma avente ad oggetto il diritto di credito per il corrispettivo della tariffa di gestione post operativa nella discarica di Malagrotta nel periodo 1985-2009 (a seguito del deposito della CTU, è stato disposto l'accantonamento di €5,0 milioni);
- altri rischi e oneri (€10,6 milioni), principalmente riferibili ad areti (€8,6 milioni), per diritti di istruttoria e bolli per licenze IP ("Illuminazione Pubblica"), Penali Delibera 604/2021, Penali Illuminazione Pubblica;
- stanziamenti per fondo esodo e mobilità e isopensione (€33,7 milioni), per la quasi totalità come stanziamento per isopensione; infatti,



il Gruppo Acea si è impegnato in un profondo processo di innovazione e crescita e, in tale contesto, ha avviato iniziative finalizzate all'ottimizzazione della struttura organizzativa e al ricambio generazionale tra cui la sottoscrizione in data 5 dicembre 2025 di uno specifico accordo con le Organizzazioni Sindacali.

Gli accantonamenti sopra citati sono compensati parzialmente dai rilasci (-€17,3 milioni), tra i quali si segnala il rilascio **i)** legato all'Accordo Transattivo con Roma Capitale in relazione al servizio di illuminazione pubblica per €4,1 milioni e **ii)** del fondo oneri verso altri di Acea Ato 5 in relazione al venir meno dell'obbligazione implicita per €4,5 milioni, assunta nei confronti dell'AATO 5 per gli impegni previsti dalla Proposta di Conciliazione elaborata dal Collegio di Conciliazione a seguito di quanto deliberato dalla Conferenza dei Sindaci in data 25 marzo 2025 (autorizzato dal CdA della società ad aprile 2025 con mandato al presidente per la relativa sottoscrizione); **iii)** per eccedenza in relazione al beneficio una tantum da corrispondere a titolo di stralcio definitivo dell'agevolazione tariffaria pensionati per la quota non utilizzata per € 2,9 milioni) e; **iv)** per € 1,3 milioni in riferimento a posizioni pregresse originate nell'ambito delle attività di Energy Efficiency per l'esposizione degli esborsi previsti per conclusione di tre commesse in appalto e per indennità agenti.

Il **risultato della gestione finanziaria** evidenzia oneri netti per €135,9 milioni, in lieve riduzione rispetto al precedente esercizio (€0,4 milioni) per l'effetto combinato dei minori proventi finanziari (-€7,9 milioni) e dei minori oneri finanziari (-€8,3 milioni). Per quanto attiene la variazione sui proventi, questa deriva **i)** dalla flessione degli interessi sui depositi a breve della Capogruppo (-€6,0 milioni) come conseguenza della riduzione della consistenza dei depositi a breve e dei tassi di interesse **ii)** dai minori interessi attivi verso clienti (-€5,1 milioni) legati al decremento dei tassi di mercato **iii)** compensati in parte dai maggiori proventi per credito di imposta superbonus (+€3,7 milioni). La riduzione degli oneri finanziari si deve in prevalenza **i)** ai minori interessi su prestiti obbligazionari (-€11,1 milioni), conseguenza dell'estinzione del prestito obbligazionario avvenuto a luglio 2024 dalla Capogruppo, **ii)** ai minori oneri su *interest rate swap* (-€4,4 milioni) a seguito del rimborso del Private Placement (AFLAC) a marzo 2025 **iii)** alle minori commissioni su crediti ceduti (-€5,6 milioni) dovute alle minori cessioni di credito effettuate rispetto al precedente esercizio da dreti **iv)** e dai minori interessi sull'indebitamento a breve termine (-€6,1 milioni). Tale riduzione viene compensata in parte dai **i)** maggiori interessi sull'indebitamento a medio-lungo termine (+€14,3 milioni), dovuti al tiraggio di nuovi finanziamenti; **ii)** maggiori oneri finanziari di Acea Ato 5 (+€3,7 milioni) in relazione agli effetti relativi alle partite verso l'EGATO 5 oggetto dell'Atto di Conciliazione approvato in data 15 aprile 2025.

I **proventi e oneri da partecipazioni** evidenziano proventi netti per €91,8 milioni, imputabili a: **i)** la plusvalenza realizzata in relazione alla finalizzazione della cessione della rete in alta tensione (AT) a Terna (+€111,3 milioni); **ii)** la plusvalenza derivante dalla cessione del 30% della partecipazione di Acea Sun Capital al fondo Equitix (+€5,3 milioni); **iii)** la svalutazione di €22,5 milioni conseguente la prospettata cessione delle quote di minoranza detenute in Publiacqua in seguito alla sentenza del 10 marzo 2026 del Tribunale di Firenze (si rinvia al paragrafo "Aggiornamento principali vertenze giudiziali" per maggiori approfondimenti).

Inoltre, contribuiscono negativamente gli oneri afferenti all'effetto minusvalenze derivante dalla cessione del 100% della partecipazione di Easolar (nella quale sono stati conferiti da Acea Produzione gli impianti fotovoltaici di Nepi, Licodia e Bomarzo) ad Acea Sun Capital nell'ambito dell'accordo con il fondo Equitix (-€2,1 milioni) e la svalutazione della partecipazione in Acquedotto del Fiora a seguito di *impairment test* (-€1,2 milioni).

La **stima del carico fiscale** è pari a €160,8 milioni contro €139,2 milioni del precedente esercizio. Il decremento dell'incidenza delle imposte registrato deriva in prevalenza dall'effetto delle operazioni straordinarie parzialmente esenti ai fini IRES (PEX). Il tax rate al 31 dicembre 2025 si attesta infatti al 29,3% (era il 32,0% al 31 dicembre 2024).

Il **risultato netto di competenza del Gruppo** si attesta a €480,1 milioni e segna un incremento di €149,0 milioni rispetto al precedente esercizio (+44,9%). Al netto degli eventi *one off* il risultato di periodo si attesta a €376,0 milioni, contro €327,1 milioni del precedente esercizio (+15,0%).

Sintesi dei risultati: andamento dei risultati patrimoniali e finanziari

Dati patrimoniali

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione	Variazione %
Attività e passività non correnti	9.020,9	8.844,2	176,8	2,0%
Circolante netto	(884,4)	(1.015,0)	130,6	(12,9%)
Capitale investito netto	8.136,6	7.829,2	307,4	3,9%
Indebitamento finanziario netto	(4.962,9)	(4.953,6)	(9,3)	0,2%
Totale patrimonio netto	(3.173,7)	(2.875,6)	(298,1)	10,4%

ATTIVITÀ E PASSIVITÀ NON CORRENTI

Rispetto al 31 dicembre 2024 le attività e passività non correnti aumentano di €176,8 milioni (+2,0%), di seguito si rappresenta la composizione della voce:

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione	Variazione %
Immobilizzazioni materiali/immateriali	8.707,1	8.124,0	583,2	7,2%
Partecipazioni	389,2	496,1	(106,9)	(21,5%)
Altre attività non correnti	938,8	1.110,4	(171,7)	(15,5%)
Attività non correnti destinate alla vendita	742,7	181,3	561,4	n.s.
TFR e altri piani e benefici definiti	(102,3)	(83,8)	(18,5)	22,1%
Fondi rischi e oneri	(197,8)	(227,9)	30,1	(13,2%)
Altre passività non correnti	(980,2)	(744,2)	(236,0)	31,7%
Passività non correnti possedute per la vendita	(476,6)	(11,8)	(464,8)	n.s.
Attività e Passività non correnti	9.020,9	8.844,2	176,8	2,0%

La variazione in aumento delle **immobilizzazioni** (+€583,2 milioni) deriva principalmente dall'incremento derivante dagli investimenti, attestati a €1.531,3 milioni, compensati in parte dagli ammortamenti di periodo per complessivi €672,9 milioni e dalle dismissioni per €37,6 milioni. Completa la movimentazione la variazione relativa all'esposizione di Acea Energia e Umbria Energy tra le attività destinate alla vendita ai sensi dell'IFRS5 per €232,4 milioni.

Gli investimenti presentano un incremento di €92,4 milioni rispetto al precedente esercizio, principalmente come conseguenza della crescente focalizzazione sui *business* regolati riconducibili in particolare all'Area Reti e Illuminazione Pubblica per attività di potenziamento e rifacimento della rete BT (Bassa Tensione) e all'Area Acqua principalmente per le Grandi Opere di Acea Ato 2 e gli investimenti di GORI. Inoltre, la variazione degli investimenti risente degli effetti legati al deconsolidamento di Acquedotto del Fiora (-€36,6 milioni). Di seguito la composizione per area industriale:

Investimenti

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione	Variazione %
Acqua	890,8	887,3	3,5	0,4%
Acqua (Estero)	9,9	8,5	1,4	16,5%
Reti e Illuminazione Pubblica	384,7	316,5	68,2	21,5%
Ambiente	116,5	108,5	8,0	7,4%
Energy Management	67,6	67,5	0,1	0,2%
Produzione	32,6	25,0	7,6	30,2%
Engineering & Infrastructure Projects	3,3	5,2	(1,9)	(36,5%)
Corporate	25,9	20,4	5,5	26,9%
Totale investimenti	1.531,3	1.438,9	92,4	6,4%



Le **partecipazioni** diminuiscono di €106,9 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 per l'effetto combinato dei seguenti fattori: **i)** la riclassifica ex IFRS5 della partecipazione detenuta in Publiacqua (-€114,3 milioni); **ii)** le valutazioni di periodo (+€39,1 milioni) iscritte nella voce "Proventi/Oneri da partecipazioni di natura non finanziaria"; **iii)** in via residuale la distribuzione dei dividendi (-€4,9 milioni) e la variazione delle riserve di "other comprehensive income" (-€12,3 milioni). La variazione di perimetro (+€1,2 milioni) risente degli effetti del consolidamento di RenewRome (+€11,6 milioni) e di Aretusacque (+€1,0 milioni) e della cessione del 30% della partecipazione posseduta in Acea Sun Capital al fondo Equitix (-11,6 milioni).

Lo stock del **TFR e altri piani a benefici definiti** registra un aumento di €18,5 milioni, derivante in prevalenza dagli stanziamenti a fondo esodo e mobilità e isopensione (+€33,7 milioni) al netto degli utilizzi di periodo (-€6,6 milioni) e del decremento del fondo TFR e altri piani (-€3,3 milioni); il tasso di attualizzazione passa dal 3,38% del 31 dicembre 2024 al 4,3 % del 31 dicembre 2025.

Si fa presente che nell'esposizione del conto economico di relazione *pro forma* gli stanziamenti per esodo e mobilità e isopensione sono rappresentati in continuità con i precedenti esercizi, ovvero come accantonamenti per rischi.

I **fondi rischi e oneri** diminuiscono per €30,1 milioni rispetto all'esercizio precedente; si riporta di seguito il dettaglio per natura dei fondi e la movimentazione di periodo:

€ milioni	31/12/2024	Utilizzi	Accantonamenti	Rilascio per esubero fondi	Riclassifiche/ Altri movimenti	Riclassifica Discontinued operation	31/12/2025
Legale	(2,3)	15,2	(1,5)	(0,1)	(0,1)	27,0	27,0
Fiscale	0,0	1,7	(0,7)	0,0	(3,1)	3,5	3,5
Rischi regolatori	(23,5)	6,2	0,0	(0,3)	(5,0)	25,9	25,9
Partecipate	(0,1)	0,0	(1,0)	(0,6)	0,0	8,2	8,2
Rischi contributivi	0,0	0,4	(0,1)	0,0	(0,0)	4,7	4,7
Franchigie assicurative	(2,0)	1,7	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3
Altri rischi e oneri	(3,5)	12,7	(6,5)	0,9	(12,0)	30,5	30,5
Totale fondo rischi	(31,3)	38,1	(9,9)	(0,1)	(20,2)	109,1	109,1
Post mortem	(0,4)	0,0	0,0	1,6	0,0	74,5	74,5
Fondo oneri verso altri	(0,9)	1,2	(7,4)	(0,7)	(0,1)	14,3	14,3
Totale fondo oneri	(1,3)	1,2	(7,4)	0,9	(0,1)	88,7	88,7
Totale fondo rischi e oneri	(32,6)	39,2	(17,3)	0,8	(20,3)	197,8	197,8

Per quanto attiene agli accantonamenti e i rilasci di periodo si rinvia a quanto già descritto nei commenti al conto economico di relazione, mentre gli utilizzi afferiscono in prevalenza a:

- rischi regolatori riferibili **i)** alla chiusura del contenzioso con la Regione Abruzzo (canoni demaniali 2015-2022 - L.R. 38/2013), per €14,5 milioni di Acea Produzione, in seguito alla sentenza sfavorevole del Tribunale delle Acque e della rinuncia all'appello; **ii)** al fondo stanziato per le penali per la continuità del servizio di areti, per €7,2 milioni; e **iii)** al pagamento dei canoni BIM (Bacino Imbrifero Montano) delle province di Perugia e Rieti per €1,8 milioni di Acea Produzione;
- agli altri rischi e oneri gli utilizzi riferibili in gran parte **i)** alla chiusura del contenzioso con Argentiera (Isola Verde) di a.cities per €1,1 milioni; **ii)** areti per €0,8 milioni in gran parte per penali inerenti la Delibera 604/2021 in riferimento all'implementazione delle misure per l'incertezza alla riduzione delle rettifiche pluriennali per il settore elettrico prevista da ARERA che stabilisce il versamento di una penale a CSEA per le rettifiche di fatturazioni di competenza di anni precedenti che intervengono con un ritardo superiore a 24 mesi.

Le **altre attività non correnti** si decrementano di €171,7 milioni, principalmente influenzate dalla riclassifica delle attività non correnti possedute per la vendita (€60,7 milioni), si rinvia al paragrafo "Applicazione del principio contabile IFRS5" delle note al bilancio consolidato per maggiori informazioni. Al netto di tale variazione la voce presenta un decremento pari a €119,1 milioni principalmente riferibile: **i)** ai minori crediti per Regulatory Lag e Conguagli tariffari (-€41,5 milioni) legati alle minori cessioni di areti; **ii)** alla variazione in diminuzione della quota a lungo dei crediti di imposta maturati a seguito dei lavori di efficienza energetica (-€53,3 milioni) per la quota utilizzata in compensazione; **iii)** alle minori imposte differite (€27,4 milioni); in parte compensate dalla riclassifica della partecipazione detenuta in Bonifiche Ferraresi dalla voce "Altre partecipazioni" alla voce "Attività finanziarie in titoli azionari" (+€10,9 milioni). La variazione in aumento delle **altre passività non correnti** (+€236,0 milioni) risulta influenzata dalla riclassifica delle passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita (€8,3 milioni). Al netto di tale variazione la voce presenta un incremento pari a €244,3 milioni in conseguenza dei maggiori risconti legati a contributi in conto impianti per l'anticipazione a valere sui finanziamenti pubblici previsti dal Piano nazionale di ripresa e Resilienza (PNRR) in prevalenza di Acea Ato 2 (+€66,3 milioni), areti (+€57,0 milioni) e GORI (+€85,3 milioni).

CIRCOLANTE NETTO

La variazione del circolante netto rispetto al 31 dicembre 2024 deriva dall'effetto combinato della diminuzione dei crediti correnti (-€179,1 milioni), dell'aumento delle altre attività correnti (-€88,8 milioni), della diminuzione dei debiti correnti (+€246,2 milioni) e della diminuzione delle altre passività correnti (+€133,8 milioni).

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione	Variazione %
Crediti correnti	848,5	1.027,6	(179,1)	(17,4%)
- di cui utenti/clienti	770,7	975,2	(204,5)	(21,0%)
- di cui Roma Capitale	20,3	22,2	(1,9)	(8,4%)
- di cui verso controllate e collegate	57,5	30,2	27,3	90,4%
Rimanenze	141,0	122,6	18,4	15,0%
Altre attività correnti	358,9	447,7	(88,8)	(19,8%)
Debiti correnti	(1.626,2)	(1.872,5)	246,2	(13,2%)
- di cui fornitori	(1.616,6)	(1.855,5)	239,0	(12,9%)
- di cui Roma Capitale	(7,3)	(14,0)	6,8	(48,2%)
- di cui verso controllate e collegate	(2,4)	(2,9)	0,5	(18,0%)
Altre passività correnti	(606,5)	(740,4)	133,8	(18,1%)
Circolante netto	(884,4)	(1.015,0)	130,6	(12,9%)

I **crediti verso utenti e clienti**, al netto del fondo svalutazione crediti, ammontano a €770,7 milioni e al netto della variazione relativa alla ri-classifica della *discontinued operation* (-€233,1 milioni) risultano in aumento rispetto al 31 dicembre 2024 per €28,8 milioni, principalmente per l'aumento rilevato nell'Area Reti e illuminazione pubblica (+€27,9 milioni) e dell'Area Engineering & Infrastructure Projects (+€6,4 milioni) al netto della diminuzione dell'Area Acqua (-€3,5 milioni) e dell'Area Produzione (-€2,3 milioni). Il fondo svalutazione crediti ammonta a €559,4 milioni in diminuzione di €66,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 (era pari a €626,0 milioni) per effetto del combinato disposto dell'esclusione della *discontinued operations* e gli accantonamenti di periodo.

RAPPORTI CON ROMA CAPITALE

In merito ai rapporti con Roma Capitale al 31 dicembre 2025, il saldo netto risulta a credito per il Gruppo per €28,0 milioni (il saldo era a credito per €22,3 milioni al 31 dicembre 2024). Si rappresenta di seguito il dettaglio dei rapporti con Roma Capitale.

Crediti verso Roma Capitale

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione
Crediti per utenze	13,1	18,4	(5,3)
Fondi svalutazione	(0,3)	(1,7)	1,5
Totale crediti da utenza	12,8	16,6	(3,8)
Crediti per lavori e servizi idrici	2,3	3,8	(1,5)
Crediti per lavori e servizi idrici da fatturare	1,2	1,3	(0,0)
Fondi svalutazione	(0,8)	(2,4)	1,7
Crediti per lavori e servizi elettrici	2,5	2,5	(0,1)
Crediti lavori e servizi - da emettere	4,0	0,7	3,3
Fondi svalutazione	(1,5)	(0,3)	(1,2)
Totale crediti per lavori	7,7	5,6	2,1
Totale crediti commerciali	20,5	22,2	(1,7)
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture emesse	14,6	155,8	(141,2)
Fondi svalutazione	0,0	(58,0)	58,0
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture da emettere	31,4	46,2	(14,8)
Fondi svalutazione	(0,9)	(24,2)	23,3
Crediti finanziari medio-lungo termine per Illuminazione Pubblica	0,1	0,4	(0,3)
Totale crediti Illuminazione Pubblica	45,2	120,2	(75,0)
Totale crediti	65,7	142,4	(76,7)



Debiti verso Roma Capitale

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(5,5)	(5,5)	0,0
Debiti per canone di concessione	(7,2)	(12,6)	5,4
Altri debiti	(4,3)	(5,7)	1,4
Debiti per dividendi	(20,8)	(96,3)	75,5
Totale debiti	(37,7)	(120,1)	82,4
Saldo netto credito debito	28,0	22,3	5,7

I **crediti**, commerciali e finanziari, presentano una diminuzione complessiva rispetto al precedente esercizio di €76,7 milioni dovuta alla maturazione del periodo e agli incassi/pagamenti intercorsi nello stesso, ivi incluso la definizione tombale delle partite creditorie inerenti alla Pubblica Illuminazione, mediante Accordo Transattivo del 15 maggio 2025. Di seguito si evidenziano le principali variazioni intervenute nell'esercizio:

- maturazione dei crediti riferiti al servizio di Illuminazione Pubblica per €52,2 milioni;
- maturazione dei crediti per somministrazione di acqua per €52,1 milioni;
- incasso dei crediti per utenza di Acea Ato 2 per €55,8 milioni;
- incasso mediante compensazione di crediti correnti di Illuminazione Pubblica per €55,0 milioni;
- incasso mediante compensazione di crediti relativi alle tre rate dell'Accordo Transattivo dell'Illuminazione Pubblica del 15 maggio 2025 per €72,2 milioni;
- chiusura dei crediti commerciali e finanziari non riconosciuti nell'Accordo del 15 maggio 2025 di cui €13,8 milioni per crediti commerciali ed €66,9 milioni per interessi di ritardato pagamento, interamente svalutati nei precedenti esercizi.

I **debiti** presentano una diminuzione complessiva di €82,4 milioni rispetto al precedente esercizio, di seguito si riportano le principali variazioni:

- maggiori debiti per l'iscrizione dei dividendi azionari di Acea maturati per l'anno 2024 per €103,2 milioni;
- pagamento di dividendi azionari di Acea maturati per l'anno 2024 per €51,6 milioni corrispondenti al 50% del debito complessivo sopra riportato;
- pagamento mediante compensazione dei dividendi azionari di Acea degli anni 2021, 2022 e 2024 per €127,1 milioni;
- maggiori debiti per l'iscrizione dei dividendi azionari di Acea Ato 2 maturati per l'anno 2024 per €3,0 milioni;
- maggiori debiti per l'iscrizione del canone di concessione di Acea Ato 2 del 2025 per €25,3 milioni;
- pagamento del canone di concessione del 2024 di Acea Ato 2 per €12,6 milioni;
- pagamento in acconto del canone di concessione del 2025 per €18,1 milioni;
- pagamento a saldo dei dividendi azionari di Acea Ato 2 iscritti a bilancio nel 2025 per €3,0 milioni.

Si informa inoltre che nel corso del periodo sono stati pagati debiti ricorrenti iscritti nel 2025 da parte di areti per licenze di cavi stradali per complessivi €26,9 milioni.

Si informa inoltre, che a fine 2025, Acea Ato 2 ha deliberato lo stralcio dei crediti residui ante 2021 che risultavano accantonati a fondo svalutazione crediti, procedendo così complessivamente a uno stralcio pari a €2,0 milioni di crediti di non utenza ed €1,3 milioni per crediti di utenza. Il fondo svalutazione crediti al 31 dicembre 2025 risulta pari a €0,8 milioni riferito esclusivamente ai cosiddetti crediti di non utenza.

Si ricorda che nell'ambito delle attività necessarie al primo consolidamento del Gruppo Acea nel Bilancio 2018 di Roma Capitale, è stato avviato un tavolo di confronto al fine di riconciliare le partite creditorie e debitorie verso Roma Capitale. Le società del Gruppo principalmente interessate sono Acea e Acea Ato 2. A valle di diversi incontri e corrispondenze, in data 22 febbraio 2019 il Dipartimento Tecnico del Comune (SIMU), incaricato della gestione dei contratti verso il Gruppo Acea, ha comunicato diverse contestazioni relative alle forniture sia di lavori sia di servizi per il periodo 2008-2018. Tali contestazioni sono state integralmente respinte dal Gruppo. Al fine di trovare una compiuta risoluzione delle divergenze, nel corso del 2019 è stato istituito un apposito Comitato Tecnico paritetico con il Gruppo Acea. A valle di numerosi incontri, in data 18 ottobre 2019, il Comitato Tecnico paritetico ha redatto un verbale di chiusura lavori dando evidenza delle risultanze emerse e proponendo un favorevole riavvio dell'ordinaria esecuzione dei reciproci obblighi intercorrenti tra il Gruppo Acea e Roma Capitale. Le parti, come primo adempimento successivo la chiusura dei lavori, si sono attivate nel dare esecuzione alle risultanze emerse dal tavolo di conciliazione ricominciando l'attività di reciproca liquidazione delle rispettive partite creditorie e debitorie.

Per il contratto di Illuminazione Pubblica, a fine 2020 si è palesata una posizione della AGCM circa la legittimità del contratto in essere tuttora fonte di verifiche, lavori e approfondimenti congiunti. Da tale provvedimento sono emerse, tra l'altro, verifiche anche in ordine alla congruità dei prezzi applicati. A febbraio 2021, a valle dei citati riscontri e lavori, Roma Capitale si è espressa nei termini di assoluta congruità e convenienza delle condizioni economiche in essere rispetto a parametri CONSIP. Pertanto, anche nel corso del 2021, nelle more della conclusione e definizione di tali aspetti, Acea ha regolarmente continuato a svolgere il servizio di Illuminazione Pubblica. Il servizio è stato quindi fatturato e in parte anche già pagato da Roma Capitale come si evince dai dati sotto riportati:

- nell'anno 2020 sono stati chiusi complessivamente nel Gruppo €33,3 milioni di crediti riferiti al verbale sopra citato;
- nel corso del 2021 è stato istituito un nuovo Tavolo Tecnico per l'Illuminazione Pubblica composto da Acea e Roma Capitale con l'intento di proseguire nella risoluzione di tematiche ostative alla liquidazione dei crediti. In esito a tali lavori Roma Capitale ha liquidato ad Acea crediti relativi all'Illuminazione Pubblica per €75,2 milioni tramite compensazioni;
- nel corso del 2022 è proseguita di fatto l'attività di riconciliazione con Roma Capitale che ha consentito la prosecuzione delle liquidazioni dei

crediti di Acea sempre tramite compensazioni per complessivi €56,5 milioni di cui €27,6 milioni relativi a competenze di esercizi precedenti.

Si informa che in data 11 agosto 2022, la Giunta Capitolina con deliberazione n. 312 intitolata “Servizio di illuminazione pubblica e artistica monumentale sull’intero territorio comunale - Concessionario: Acea SpA - Ricognizione del perimetro della situazione debitoria e avvio delle procedure conseguenti” ha effettuato la ricognizione del perimetro di debito dell’Amministrazione nei confronti di Acea/areti riferito al servizio di Illuminazione Pubblica alla data del 31 dicembre 2021.

Tale deliberazione è stata pubblicata sul sito istituzionale di Roma Capitale in data 30 agosto 2022.

Nel corso del 2023, precisamente a settembre, il CdA di Acea, previo parere del Comitato OPC, ha approvato la proposta di un possibile Accordo Transattivo con Roma Capitale funzionale a disciplinare le reciproche posizioni e le modalità di risoluzione consensuale anticipata dei rapporti contrattuali fra le parti al servizio per l’illuminazione pubblica erogato dalla Società e per essa dalla controllata areti SpA.

Si informa che specularmente anche Roma Capitale ha approvato lo schema di Accordo nell’Assemblea Capitolina a dicembre 2023. Quanto ai termini economici del possibile Accordo Transattivo, in sostanziale coerenza con la delibera della Giunta Capitolina n. 312 dell’11 agosto 2022, è previsto, a esito di reciproche rinunzie delle parti, il riconoscimento di crediti vantati da Acea/areti nei confronti di Roma Capitale, dell’importo complessivo di circa €100.685 mila.

Si ricorda che nella transazione è ricompresa una pluralità di attività svolte, riferita alla conduzione in concessione del servizio di Illuminazione Pubblica nella capitale e dispiegatesi in un orizzonte temporale pluriennale, che trova una formalizzazione definitiva nell’accordo transattivo, con una puntuale ricostruzione amministrativa e con effetto tombale rispetto ai rapporti pregressi perimetrati in detto accordo, in grado di evitare rispetto agli stessi controversie e contestazioni.

Il 15 maggio 2025 è stato formalmente sottoscritto tra le parti l’Accordo Transattivo inerente al servizio di Illuminazione Pubblica sopra richiamato rendendo così possibile il perfezionamento dell’assetto contabile già precedentemente previsto. In particolare, l’Accordo ha comportato:

1. il riconoscimento dei crediti commerciali di Acea per €86,2 milioni IVA split inclusa (crediti iscritti in Acea per €72,3 milioni al netto dell’IVA split payment);
2. il riconoscimento di crediti per ratei futuri di Acea per €14,4 milioni IVA split inclusa (crediti iscritti in Acea per €11,8 milioni al netto dell’IVA split payment);
3. il mancato riconoscimento dei crediti commerciali di Acea per €16,7 milioni IVA split inclusa (crediti iscritti in Acea per €13,8 milioni al netto dell’IVA split payment). Tali crediti erano già stati completamente svalutati nei precedenti esercizi in apposito fondo svalutazione);
4. il mancato riconoscimento dei crediti per interessi di mora sui crediti di Acea rientranti nel perimetro dell’Accordo per €66,9 milioni (tali crediti erano già stati completamente svalutati nei precedenti esercizi in apposito fondo svalutazione).

Acea ha incassato, a scadenza, le tre rate previste dall’Accordo al punto sub 1), rimangono ancora da incassare le fatture relative ai ratei per investimenti per le quali è espressamente previsto che al momento dello scioglimento del Contratto di servizio sarà corrisposto da Roma Capitale entro 90 giorni dalla data di presa in carico del servizio da parte del nuovo operatore economico (circa 12 milioni) riferite al punto sub 2). Quanto ai punti sub 3) e 4), tale mancato riconoscimento non ha prodotto effetti negativi sul bilancio 2025 in quanto tali previsioni erano già contemplate e gli effetti erano stati neutralizzati nei rispettivi fondi di svalutazione crediti. A tal proposito si registra, invece, un effetto positivo derivante dall’utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali relativamente al punto 3), in quanto il fondo correlato è risultato eccedente di circa €3,9 milioni. Per quanto concerne il punto 4) invece, il fondo precedentemente stanziato era esattamente coincidente con l’utilizzo pattuito nell’accordo e dunque l’operazione è risultata neutra.

L’Accordo ha altresì prodotto ulteriori effetti positivi nel Gruppo (nella controllata areti), in quanto ha previsto la rinuncia da parte di Roma Capitale di penali per ritardi nella realizzazione dei lavori e dei diritti di istruttoria, rendendo così possibile il rilascio di fondi per complessivi €3,6 milioni.

I **debiti correnti** diminuiscono principalmente per il decremento dello stock dei debiti verso fornitori (-€239,0 milioni) che risulta influenzato dagli effetti della riclassifica delle passività legale alle attività in discontinued operation (-€382,8 milioni). Al netto di tale riclassifica la variazione in aumento (+€143,8 milioni) presenta un generale incremento che riflette non solo la normale dinamica dei cicli di fatturazione, ma anche l’evoluzione del contesto operativo delle società, influenzato dall’andamento del mercato e dalle strategie adottate per ottimizzare il capitale circolante.

Le **altre attività e passività correnti** registrano un decremento di attività di €88,8 milioni e un decremento di passività di €133,8 milioni, rispetto alla fine dell’esercizio precedente. Nel dettaglio le **altre attività** risentono in prevalenza della riduzione per effetto della riclassifica legata alle attività in discontinued operation (-€52,2 milioni) e in parte di minori crediti tributari per €13,8 milioni e minori crediti per la riclassifica dei crediti connessi alla fase di redazione del PFTE e progettazione esecutiva di Acea Ambiente per la realizzazione del termovalorizzatore di Roma (-€19,3 milioni) nei crediti verso collegate. Le **passività correnti** si riducono in prevalenza per effetto della riclassifica delle passività legale alle attività in discontinued operation (-€55,1 milioni) e in parte per i minori debiti verso cassa conguaglio di areti e Acea Energia (-€27,2 milioni) per effetto della copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell’energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela la cui riduzione deriva dai pagamenti eseguiti nel 2025.

PATRIMONIO NETTO

Il **patrimonio netto** ammonta a €3.173,7 milioni. Le variazioni intervenute, pari a €298,1 milioni, sono analiticamente illustrate nell’apposita tabella e derivano essenzialmente dalla maturazione dell’utile 2025 e dalla variazione delle riserve di *cash flow hedge* e quelle formate con utili e perdite attuariali.



Indebitamento finanziario netto

L'**indebitamento** del Gruppo registra un incremento complessivo pari a €9,3 milioni, passando da €4.953,6 milioni della fine dell'esercizio 2024 a €4.962,9 milioni del 31 dicembre 2025.

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione	Variazione %
A) Disponibilità liquide	625,4	513,5	111,9	0,0
B) Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	0,0	0,0	0,0	n.s.
C) Altre attività finanziarie correnti	71,9	186,8	(114,9)	(0,0)
D) Liquidità (A + B + C)	697,3	700,3	(3,0)	(0,0)
E) Debito finanziario corrente	(86,1)	(155,7)	69,6	(0,0)
F) Parte corrente del debito finanziario non corrente	(649,6)	(602,9)	(46,6)	0,0
G) Indebitamento finanziario corrente (E + F)	(735,7)	(758,6)	23,0	(0,0)
H) Indebitamento finanziario corrente netto (G + D)	(38,3)	(58,3)	20,0	(0,0)
I) Debito finanziario non corrente	(4.924,5)	(4.895,3)	(29,3)	0,0
J) Strumenti di debito	0,0	0,0	0,0	n.s.
K) Debiti commerciali e altri debiti non correnti	0,0	0,0	0,0	n.s.
L) Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	(4.924,5)	(4.895,3)	(29,3)	0,0
Totale indebitamento finanziario netto (H + L)	(4.962,9)	(4.953,6)	(9,3)	0,2%

L'**indebitamento finanziario non corrente** registra un incremento pari a €29,3 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2024. Tale variazione deriva esclusivamente dall'incremento dei debiti per finanziamenti a medio lungo termine per €534,4 milioni compensati in parte dalla riduzione delle obbligazioni per €494,1 milioni, come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	31/12/2025	31/12/2024	Variazione	Variazione %
Obbligazioni	2.989,9	3.484,0	(494,1)	(14,2%)
Finanziamenti a medio-lungo termine	1.867,2	1.332,8	534,4	40,1%
Debiti finanziari IFRS16	67,4	78,5	(11,1)	(14,1%)
Debito finanziario non corrente	4.924,5	4.895,3	29,3	0,6%

Le **obbligazioni** pari a €2.989,9 milioni al 31 dicembre 2025 risultano ridotte per €494,1 milioni per la riclassifica nella posizione a breve termine del prestito obbligazionario in scadenza a ottobre 2026 ovvero il Green Bond emesso nel 2016.

I **finanziamenti a medio-lungo termine** pari a €1.867,2 milioni registrano un incremento complessivo di €534,4. La variazione è imputabile in prevalenza alla Corporate (+€582,0 milioni) in conseguenza all'erogazione di nuovi finanziamenti. Tra questi si segnalano finanziamenti bilaterali *corporate loan* sottoscritti con Mediobanca, Intesa Sanpaolo e UniCredit per un importo complessivo di €350,0 milioni, finanziamenti concessi dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI) di importi pari a €125 milioni finalizzati all'ammodernamento e all'estensione della rete elettrica nei Comuni di Roma e Formello 2027 e per €150 milioni a valere sui piani di investimento di areti e Acea Ato 2 già oggetto di precedenti finanziamenti.

Il *fair value* degli strumenti derivati di copertura di GORI è positivo per €2,0 milioni (al 31 dicembre 2024 era positivo per €2,8 milioni) e quello di Servizi Idrici Integrati è positivo per €0,4 milioni (al 31 dicembre 2024 era positivo per €0,6 milioni). I *fair value* positivi sono esposti nelle "Attività finanziarie non correnti" e non sono considerati nel saldo dei finanziamenti correlati.

L'**indebitamento finanziario corrente netto** è negativo per €38,3 milioni e, rispetto alla fine dell'esercizio 2024, evidenzia un miglioramento per €20,0 milioni. La variazione è da imputare in gran parte alla Capogruppo (-€8,0 milioni).

Nel dettaglio, la variazione della Capogruppo è generata dal rimborso del Green Bond 2021 scaduto a settembre (+€300,0 milioni), dal rimborso del Private Placement (AFLAC) e relativo derivato di copertura (+€161,9 milioni) compensato dalla riclassifica a breve del Green Bond 2016 in scadenza nel 2026 (-€500,0 milioni), minori *time deposit* (-€50,0 milioni) e da maggiori depositi bancari e postali (+€106,3 milioni).

Si segnala che l'indebitamento finanziario comprende €20,8 milioni di debiti verso Roma Capitale per dividendi deliberati da distribuire e non comprende altri debiti per circa €5,5 milioni relativi alle opzioni per l'acquisto di quote azionarie delle Società già detenute.

Si informa che al 31 dicembre 2025 la Capogruppo dispone di linee *committed* per € 700,0 milioni e linee *uncommitted* per € 755,0 milioni non utilizzate. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie. Inoltre, Acea ha a disposizione per erogazioni fino a febbraio 2028 una linea BEI di € 55 milioni, parzialmente garantita da SACE.

Si informa che i Rating assegnati ad Acea sul lungo termine dalle Agenzie di Rating internazionali sono i seguenti:

- Fitch "BBB+";
- Moody's "Baa1".

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).

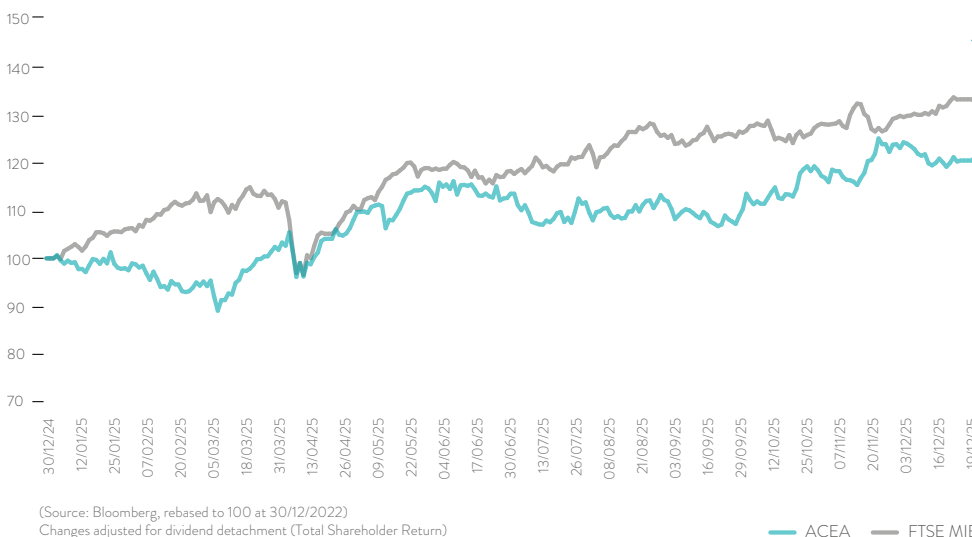
Di riflesso alla divergente dinamica dei rispettivi rendimenti obbligazionari, il tasso di cambio EUR/USD si è apprezzato del 13%, ai massimi da 4 anni.

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%



— ACEA — FTSE MIB



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 multirarie 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 valore della regolazione 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'efficiamento 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.



Aree industriali

I macrosettori in cui opera Acea sono articolati nelle aree industriali di seguito elencate: Acqua, Reti e Illuminazione Pubblica, Ambiente, Produzione, Energy management, ed Engineering & Infrastructure Projects. Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo “Modello Organizzativo” del presente documento.



ACQUA

Servizio Idrico Integrato nel territorio italiano
Distribuzione **gas**
Sviluppo iniziative al di fuori del territorio italiano



RETI E ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Distribuzione e misura
Illuminazione Pubblica



AMBIENTE

Gestione **fanghi**
Trattamento, recupero, valorizzazione
e smaltimento dei **rifiuti**
Gestione delle **plastiche da riciclo**



PRODUZIONE

Generazione elettrica
Cogenerazione
Fotovoltaico



ENERGY MANAGEMENT

Energy management
E-mobility
Energy management
Vendita di Energia Elettrica e gas sul mercato tutelato



ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

Analisi di **laboratorio**
Ingegneria & consulenza



Andamento delle Aree di attività "Pro forma"

RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITÀ

La rappresentazione dei risultati per area è fatta in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo negli esercizi posti a confronto nonché nel rispetto del principio contabile IFRS8. Si fa presente che tra i ricavi è incluso il risultato sintetico delle partecipazioni (di natura non finanziaria) consolidate con il metodo del patrimonio netto, mentre l'Area Acqua comprende anche i bilanci delle società operanti nella distribuzione del gas. Inoltre, si fa presente che: **i)** l'Area Ambiente comprende anche i risultati di ASM Terni in precedenza ricompresa nell'area idrico; **ii)** l'area idrico comprende i risultati di Iseco in precedenza ricompresa nell'area Ambiente e **iii)** per effetto dell'operazione di scissione parziale di Acea Energia in a.cities, in relazione alle attività dell'ex Acea Innovation, l'area reti e Illuminazione Pubblica comprende i business dell'e-mobility, energy efficiency ed economia circolare, a far data dal 1° settembre 2025.

Come già descritto nel paragrafo "Commento ai risultati economico-finanziari", al fine di evitare una rappresentazione non pienamente rappresentativa dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati economici del 2025 e del 2024 sono presentati, oltreché complessivamente, anche distinguendo le operazioni continuative (*continuing operations*) dalle operazioni cessate (*discontinued operations*), rilevando queste ultime secondo i criteri di classificazione, misurazione e presentazione previsti dall'IFRS5.

Pertanto, la colonna di "Totale Pro forma" rappresenta solamente i risultati delle *continuing operations*, ossia delle aree di business non oggetto di cessione. I rapporti economici del Gruppo verso Acea Energia e Umbria Energy, per la parte rientrante nel perimetro di *locked-box* oggetto di offerta da parte di Eni Plenitude, sono pertanto rappresentati come se fossero verso terzi. Inoltre, nel comparativo il risultato di Acquedotto del Fiora presente nell'Area Acqua è esposto mediante consolidamento secondo il metodo del patrimonio netto.

€ milioni	31/12/2025									
	Acqua	Acqua (Estero)	Reti e Illuminazione Pubblica	Ambiente	Produzione	Energy Management	Engineering & Infrastructure Projects	Corporate	Elisioni di consolidato	Totale Pro forma
Ricavi	1.506	93	782	370	110	375	162	162	(535)	3.025
Costi	686	58	334	283	58	340	154	227	(535)	1.605
Margine Operativo Lordo	820	35	449	87	52	34	9	(65)	0	1.420
Ammortamenti e perdite di valore	472	18	176	92	31	(3)	6	36	0	827
Risultato Operativo	348	17	272	(5)	21	38	3	(101)	0	593
Gestione finanziaria	54	1	61	20	7	(6)	2	(330)	326	136
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	24	(0)	(111)	(0)	(5)	0	0	2	(1)	(92)
Risultato ante imposte	270	16	322	(25)	19	44	1	226	(325)	549
Imposte sul reddito	89	6	71	(5)	5	12	1	(18)	(0)	161
Risultato netto delle attività in continuità	181	9	251	(20)	14	32	1	245	(325)	388
Utile/(Perdita) da attività operative cessate	0	0	0	0	0	127	0	0	(0)	127

€ milioni	31/12/2024									
	Acqua	Acqua (Estero)	Reti e Illuminazione Pubblica	Ambiente	Produzione	Energy Management	Engineering & Infrastructure Projects	Corporate	Elisioni di consolidato	Totale Pro forma
Ricavi	1.425	89	719	362	92	486	133	148	(539)	2.915
Costi	657	54	283	281	53	473	122	201	(539)	1.586
Margine Operativo Lordo	768	35	435	81	39	13	11	(53)	0	1.329
Ammortamenti e perdite di valore	409	16	168	80	24	4	13	38	(0)	753
Risultato Operativo	359	19	267	1	14	9	(2)	(91)	0	576
Gestione finanziaria	43	1	68	21	8	7	2	(296)	284	136
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	(0)	0	0	2	3	0	0	1	0	6
Risultato ante imposte	317	19	199	(22)	4	2	(4)	204	(284)	434
Imposte sul reddito	92	8	62	(5)	(0)	(2)	(1)	(14)	(0)	139
Risultato netto delle attività in continuità	225	11	137	(16)	4	4	(3)	218	(284)	295
Utile/(Perdita) da attività operative cessate	0	0	0	0	0	72	0	0	0	72

ACQUA

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Volumi acqua	Mm ³	492,8	492,5	0,4	0,1%
Energia consumata	GWh	738,1	717,1	21,0	2,9%
Fanghi smaltiti	kt	130,2	152,8	(22,7)	(14,8%)
PUN	€/MWh	116,1	108,4	7,7	7,1%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	1.505,7	1.425,2	80,5	5,7%
Costi	686,0	657,4	28,7	4,4%
Margine Operativo Lordo	819,7	767,8	51,9	6,8%
Risultato Operativo	348,1	358,8	(10,7)	(3,0%)
Dipendenti medi	3.292	3.206	86	2,7%
Investimenti	890,8	850,7	40,1	4,7%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Acqua	819,7	767,8	51,9	6,8%
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	57,7%	57,8%	(0,1 pp)	

Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) dell'area si attesta al 31 dicembre 2025 a €819,7 milioni e registra un incremento di €51,9 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 (+6,8%). La variazione in aumento è legata all'effetto dei seguenti fattori: **i)** effetto positivo delle premialità connesse all'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della Qualità Tecnica e Contrattuale del servizio idrico integrato per le annualità 2022-2023 (Delibera 277/2025), che hanno visto riconoscere al Gruppo un premio complessivamente pari a €24,9 milioni; **ii)** maggiori margini derivanti dalla crescita tariffaria relativi a partite non passanti (+€49,1 milioni), legati alla componente Capex e OpexEnd; **iii)** effetto positivo legato alle efficienze operative su minori costi di smaltimento e manutenzioni, conseguite nel corso del 2025 rispetto al precedente esercizio, in misura pari a €8,2 milioni. Compensa tale incremento l'effetto negativo legato alle sopravvenienze tariffarie per €35,0 milioni.

Il contributo all'EBITDA delle società idriche valutate a patrimonio netto, pari a €33,3 milioni, risulta in aumento di €19,7 milioni rispetto al precedente esercizio. L'incremento risente in parte del consolidamento a equity di Rivieracqua (+€1,4 milioni complessivi), dell'incremento di Acquedotto del Fiora (+€3,4 milioni) per il consolidamento ad equity a partire da ottobre e in parte della svalutazione dei progetti non realizzati delle società DropMI e Aqua lot (+€5,5 milioni) effettuata nel corso del 2024. La restante variazione deriva dai migliori risultati conseguiti da Publiacqua (+€7,5 milioni), in prevalenza legati ai minori ammortamenti registrati rispetto al precedente esercizio, e Umbra Acque (+€1,9 milioni), conseguenza principalmente della rilevazione dei ricavi afferenti alla sopra citata premialità.



Di seguito si rappresenta in dettaglio il contributo all'EBITDA delle società valutate a patrimonio netto:

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Publiacqua	11,3	3,7	7,5	201,1%
Gruppo Acque	4,9	8,4	(3,5)	(41,5%)
Umbra Acque	6,9	5,0	1,9	39,2%
Acquedotto del Fiora	4,3	0,9	3,4	380,9%
Umbria Distribuzione Gas	2,0	(0,4)	2,4	573,8%
Nuove Acque e Intesa Aretina	1,6	0,9	0,7	51,0%
Rivieracqua	1,4	0,0	1,4	n.s.
Geal	1,2	0,8	0,5	58,4%
DropMI e Aqua lot	(0,1)	(5,6)	5,5	(98,6%)
Agile Academy	(0,1)	0,0	(0,1)	n.s.
Aretusacque	(0,1)	0,0	(0,1)	n.s.
Totale	33,3	13,6	19,7	144,4%

La quantificazione dei ricavi derivanti dalla gestione del servizio idrico integrato è conseguenza dell'applicazione del metodo tariffario idrico relativo al quarto periodo regolatorio (MTI-4), così come approvato dall'Autorità (ARERA) con Delibera 639/2023/R/idr di dicembre 2023 e tenuto conto delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2024-2029 intervenute.

L'organico medio al 31 dicembre 2025, pari a 3.292 unità, risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2024 di 86 unità.

Gli investimenti dell'area si attestano a €890,8 milioni, con un incremento di €40,1 milioni rispetto al precedente esercizio, prevalentemente legato al perimetro delle grandi opere co-finanziate PNRR. Gli altri investimenti si riferiscono in via prevalente agli interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento, ammodernamento e ampliamento degli impianti e delle reti, alla bonifica e all'ampliamento delle condotte idriche e fognarie dei vari Comuni e agli interventi sui depuratori e agli impianti di trasporto (adduttrici e alimentatrici).

Ricavi da Servizio Idrico Integrato

La tabella che segue indica, per ciascuna società dell'Area Acqua, l'importo dei ricavi per l'esercizio 2025, valorizzati sulla base del Metodo Tariffario MTI-4; i dati sono comprensivi anche dei conguagli delle partite passanti e della componente FoNI.

Società

€ milioni	Ricavi da SII	FoNI	% partecipazione diretta
Acea Ato 2	850,5	FNI = 25,6 AMMFoNI = 35,4	96,5%
Acea Ato 5	88,7	AMMFoNI = 3,2	98,5%
GORI	242,7	-	37,1%
Acque*	81,9	-	45,0%
Publiacqua*	109,2	FNI = 16,4 AMMFoNI = 13,3	40,0%
Gesesa	16,4	-	57,9%
Nuove Acque*	9,7	FNI = 0,1 AMMFoNI = 1,3	16,2%
Geal*	0,8	AMMFoNI = 0,1	48,0%
Acea Molise	3,1	-	100,0%
SII	50,2	-	43,0%
Umbra Acque*	42,3	FNI = 1,5 AMMFoNI = 3,1	40,0%

* valori pro quota

ACQUA (ESTERO)

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Volumi acqua	Mm ³	47,3	46,2	1,0	2,3%
Volumi immessi in rete	Mm ³	43,4	43,5	(0,1)	(0,2%)
Clienti (utenze servite)	N.	127.161	126.291	870	0,7%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	93,1	88,8	4,3	4,8%
Costi	58,3	53,6	4,7	8,7%
Margine Operativo Lordo	34,8	35,2	(0,4)	(1,1%)
Risultato Operativo	17,3	19,4	(2,2)	(11,1%)
Dipendenti medi	1.438	1.498	(60)	(4,0%)
Investimenti	9,9	8,5	1,4	16,5%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Acqua (Estero)	34,8	35,2	(0,4)	(1,1%)
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	2,5%	2,6%	(0,2 pp)	

L'area comprende attualmente le società che gestiscono il servizio idrico in America Latina e chiude il 2025 con un EBITDA di €34,8 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2024 (-€0,4 milioni) per gli effetti contrapposti legati al minor contributo di Consorzio Lima Norte (-€1,7 milioni) a seguito della scadenza del contratto triennale per la manutenzione della rete idrica e fognaria nella zona nord di Lima e alla riduzione registrata da Acea Perù (-€1,7 milioni) per minori attività; compensa in parte tale variazione il maggior margine di Acea Perù (+€3,0 milioni) legato all'acquisizione di nuove commesse.

L'organico medio al 31 dicembre 2025 si attesta a 1.438 unità, risultando in leggera riduzione rispetto al 31 dicembre 2024 di 60 unità. Tale variazione è influenzata dalla scadenza del contratto triennale per la manutenzione della rete idrica e fognaria nella zona nord di Lima gestito dal **Consorzio Acea Lima Norte** (-483 unità), dalla scadenza del contratto triennale per la gestione delle stazioni di pompaggio acqua potabile di Lima gestito dal **Consorzio Acea** (-99 unità) e dalla riduzione registrata dal **Consorzio Acea** e dal **Consorzio Agua Azul** (-130 unità). Tale decremento risulta in parte compensata dall'incremento in **Acea Perù** (+619 unità) a seguito della partecipazione al bando di gara per l'aggiudicazione di attività O&M correttiva sulla rete idrica e fognaria di Lima Sud.

Gli investimenti del periodo si attestano a €9,9 milioni, in live aumento rispetto al precedente esercizio (+€1,4 milioni) e risultano quasi interamente riferibili agli investimenti effettuati da **Aguas de San Pedro** in relazione alla gestione del servizio idrico integrato della città di San Pedro Sula, in Honduras.



RETI & ILLUMINAZIONE PUBBLICA

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Energia elettrica distribuita	GWh	9.338	9.240	97	1,1%
N. clienti	n./1.000	1.685	1.669	16	1,0%
Km di rete (MT/BT)	km	32.645	32.404	250	0,8%
Gruppi di misura 2G	N.	209.464	446.351	(236.887)	(53,1%)
Colonnine attive	N.	568	532	36	6,8%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	782,2	718,8	63,4	8,8%
Costi	333,7	283,3	50,3	17,8%
Margine Operativo Lordo	448,5	435,4	13,1	3,0%
Risultato Operativo	272,4	267,1	5,2	2,0%
Dipendenti medi	1.252	1.247	6	0,4%
Investimenti	384,7	316,5	68,2	21,5%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Reti e Illuminazione Pubblica	448,5	435,4	13,1	3,0%
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	31,6%	32,8%	(1,2 pp)	

Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) dell'area al 31 dicembre 2025 si è attestato a €448,5 milioni e registra un incremento di €13,1 milioni rispetto al 31 dicembre 2024. La variazione discende **i)** dalla crescita organica tariffaria (+€31,2 milioni); **ii)** dal rilascio dei contributi in conto capitale (+€10,3 milioni); **iii)** e dal miglioramento del margine relativo all'Illuminazione Pubblica (+€3,0 milioni). Compensa tale variazione la riduzione del WACC (5,6% vs 6,0%) che ha inciso negativamente per circa €15,0 milioni e gli effetti derivanti dalla cessione della linea AT a Terna (-€13,9 milioni) in gran parte relativi alla quota di crediti accounting regolatorio da restituire a Terna.

Al 31 dicembre 2025 **areti** ha distribuito ai clienti finali 9.338 GWh di energia elettrica, in lieve aumento rispetto al precedente esercizio.

L'organico medio presenta una lieve riduzione rispetto al precedente esercizio per 6 unità.

Gli investimenti si attestano a €384,7 milioni, registrando un incremento pari a €68,2 milioni rispetto al precedente esercizio. Gli investimenti effettuati si riferiscono per la maggior parte ad areti e sono dovuti principalmente alla digitalizzazione delle cabine secondarie e al potenziamento delle reti della rete di MT e BT. Permangono gli interventi di sostituzione dei gruppi di misura 2G, gli interventi sulle cabine primarie e secondarie e sui contatori e agli apparati di telecontrollo nell'ambito dei progetti di "Adeguatezza e Sicurezza" della rete e di "Innovazione e Digitalizzazione".

AMBIENTE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Conferimenti a WTE	kt	378,0	358,4	19,6	5,5%
Rifiuti in TMB e discarica	kt	518,5	445,0	73,5	16,5%
Conferimenti in impianti di compostaggio	kt	160,9	159,0	1,9	1,2%
Conferimenti in impianti di selezione	kt	330,3	336,9	(6,7)	(2,0%)
Rifiuti intermediati	kt	125,1	154,0	(28,9)	(18,8%)
Liquidi trattati presso impianti	kt	90,4	227,0	(136,6)	(60,2%)
Energia elettrica ceduta netta WTE	GWh	267,3	253,7	13,6	5,4%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	369,9	361,8	8,2	2,3%
Costi	282,7	280,9	1,8	0,7%
Margine Operativo Lordo	87,2	80,9	6,4	7,9%
Risultato Operativo	(5,1)	0,7	(5,8)	n.s.
Dipendenti medi	1.148	1.158	(11)	(0,9%)
Investimenti	116,5	108,5	8,0	7,4%

Margine Operativo Lordo (EBITDA)

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Ambiente	87,2	80,9	6,4	7,9%
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	6,1%	6,1%	0,1 pp	

L'Area Ambiente chiude il 2025 con Margine Operativo Lordo (EBITDA) pari a €87,2 milioni, in aumento di €6,4 milioni rispetto al precedente esercizio (+7,9%). Risente del miglioramento del margine dei WTE (+€7,3 milioni) in parte compensato dalla contrazione del Recycling (-€3,1 milioni) principalmente per effetto dei minori conferimenti negli impianti di selezione (-7kt). Contribuiscono alla variazione gli effetti *one-off* (+€2,8 milioni) in gran parte afferenti al crollo della vasca Cirsu nel 2024 (+€9,6 milioni) e al fermo dell'impianto WTE di San Vittore (-€5,6 milioni) nel 2025 per lavori sulla IV linea e per interventi di *revamping*.

L'organico medio al 31 dicembre 2025 si attesta a 1.148 unità e risulta in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2024.

Gli investimenti dell'area si attestano a €116,5 milioni in aumento di €8,0 milioni rispetto al 31 dicembre 2024, risentono in primo luogo dei maggiori investimenti effettuati nel 2025 **i)** sull'impianto di San Vittore per lavori sulla IV linea e per interventi di *revamping* (+€22,0 milioni); **ii)** sull'impianto di Orvieto per manutenzione al motore EE Biogas e Impianto di raffinazione (+€3,0 milioni); **iii)** relativi al *revamping* dell'impianto di Serplast (+€2,0 milioni); **iv)** per ampliamento IV vasca dell'impianto di Ecologica Sangro. Compensano tali variazioni i minori investimenti effettuati sull'impianto di Terni (-€20,0 milioni) con riferimento alla linea fumi.



PRODUZIONE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Energia prodotta	GWh	508,9	466,8	42,1	9,0%
di cui idro	GWh	341,9	300,6	41,4	13,8%
di cui termo	GWh	167,0	166,2	0,8	0,5%
Energia prodotta (fotovoltaico)	GWh	247,7	174,5	73,2	41,9%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	109,8	92,1	17,7	19,2%
Costi	58,1	53,4	4,7	8,8%
Margine Operativo Lordo	51,7	38,7	13,0	33,6%
Risultato Operativo	21,0	14,3	6,7	46,6%
Dipendenti medi	93	89	4	4,4%
Investimenti	32,6	25,0	7,6	30,2%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Produzione	51,7	38,7	13,0	33,6%
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	3,6%	2,9%	0,7 pp	

Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) al 31 dicembre 2025 si è attestato a €51,7 milioni e registra un aumento di €13,0 milioni, rispetto al 31 dicembre 2024, imputabile in prevalenza ad **Acea Produzione** come conseguenza dei maggiori margini derivanti dalla produzione idroelettrica (+€9,3 milioni), influenzati sia dall'effetto prezzo per €3,6 milioni (+€7/MWh) che dai maggiori volumi prodotti per €5,7 milioni (+41 GWh). Contribuisce positivamente anche il comparto fotovoltaico (+€5,2 milioni), in conseguenza dei maggiori volumi processati anche in relazione agli impianti entrati in esercizio, mentre il comparto termoelettrico registra una riduzione di marginalità per €1,9 milioni.

L'organico medio risulta in linea rispetto al precedente esercizio, si specifica che le società fotovoltaiche non hanno personale dipendente.

Gli investimenti si attestano a €32,6 milioni e registrano un aumento di €7,6 milioni rispetto al precedente esercizio, prevalentemente riconducibile ad attività di sviluppo e costruzione per il perimetro del fotovoltaico.

ENERGY MANAGEMENT

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Customer base	N.	174.633	334.609	159.976	(47,8%)
EE venduta Tutela	GWh	329	615	(286)	(46,5%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	374,7	485,6	(110,9)	(22,8%)
Costi	340,3	472,9	(132,6)	(28,0%)
Margine Operativo Lordo	34,5	12,8	21,7	169,7%
Risultato Operativo	37,9	8,6	29,3	n.s.
Dipendenti medi	21	24	(3)	(12,5%)
Investimenti	67,6	67,5	0,1	n.s.

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Energy Management	34,5	12,8	21,7	169,7%
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	2,4%	1,0%	1,5 pp	

L'area, responsabile della gestione e sviluppo delle attività di *Energy management e vendita energia su mercato tutelato*, chiude il 2025 con un Margine Operativo Lordo (EBITDA) pari a €34,5 milioni in aumento rispetto al precedente esercizio di €21,7 milioni. La variazione organica (+€6,8 milioni) risente **i)** del miglioramento del margine dell'Energy Management (+€16,1 milioni) principalmente conseguenza della diversa gestione dei ricavi da rimborso della capacità di importazione e **ii)** di efficienze operative (+€1,6 milioni). Tale incremento è in parte compensato dalla riduzione del margine dei Servizi a Maggior Tutela (-€5,7 milioni) per la "naturale" fuoriuscita dei clienti verso il Mercato Libero (-48%) non compensata dall'applicazione di tariffe superiori e dai minori margini VAS (-€4,0 milioni), ovvero vendite installazione e assistenza ai clienti di attività e servizi in ambito smart services. Il restante incremento (+€14,9 milioni) deriva dall'iscrizione di sopravvenienze attive in prevalenza per l'effetto generato dal completamento, nel corso del 2025, delle analisi condotte su alcune esposizioni verso clienti per partite scadute da oltre 10 anni per decorso dei termini di prescrizione.

Con riferimento all'organico, la consistenza media al 31 dicembre 2025 si è attestata a 21 unità, in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2024 per 3 unità.

Gli investimenti dell'area si attestano a €67,6 milioni in linea rispetto al 31 dicembre 2024 e fanno riferimento quasi esclusivamente agli investimenti effettuati da Acea Energia e Umbria Energy prima della riclassifica come discontinued operation. Tali investimenti sono riferibili in prevalenza **i)** al costo di acquisizione di nuovi clienti ai sensi dell'IFRS15 (€26,6 milioni); **ii)** alla miglior stima dei costi che saranno sostenuti per l'acquisizione "esclusiva" della customer list dei clienti gestiti ad oggi in partnership con un altro operatore (€36,0 milioni); **iii)** e alle migliorie apportate sui sistemi di fatturazione, credito e di supporto decisionale agli sviluppi e agli interventi evolutivi legati alle integrazioni tra sistemi della piattaforma del CRM.



ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2025	2024	Variazione	Variazione %
Progetti	N.	40	69	(20)	(42,8%)
Cantieri EPC	N.	51	33	18	54,5%
Ispezioni sicurezza	N.	16.954	15.066	1.888	12,5%
Determinazioni	N.	1.022	1.085	(63)	(5,9%)
Campionamenti	N.	35.130	35.200	(70)	(0,2%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	162,3	133,0	29,3	22,0%
Costi	153,6	121,9	31,6	26,0%
Margine Operativo Lordo	8,7	11,0	(2,4)	(21,3%)
Risultato Operativo	3,1	(1,8)	4,9	n.s.
Dipendenti medi	499	470	29	6,1%
Investimenti	3,3	5,2	(1,9)	(36,5%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Engineering & Infrastructure Projects	8,7	11,0	(2,4)	(21,3%)
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	0,6%	0,8%	(0,2 pp)	

Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) dell'area al 31 dicembre 2025 si è attestato a €8,7 milioni in diminuzione rispetto al precedente esercizio per €2,4 milioni. La variazione è attribuibile in prevalenza alla diminuzione della marginalità della commessa Versalis per incremento costi di costruzione.

L'organico medio al 31 dicembre 2025 si attesta a 499 unità, in lieve aumento rispetto al 31 dicembre 2024 (erano 470 unità).

Gli investimenti si attestano a €3,3 milioni, in diminuzione di €1,9 milioni rispetto al precedente esercizio in prevalenza per minori investimenti su impianti di SIMAM.

CORPORATE

RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Ricavi	162,2	148,3	13,8	9,3%
Costi	227,3	201,3	26,0	12,9%
Margine Operativo Lordo	(65,1)	(52,9)	(12,2)	23,0%
Risultato Operativo	(101,4)	(90,8)	(10,6)	11,7%
Dipendenti medi	817	795	22	2,8%
Investimenti	25,9	20,4	5,5	26,9%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2025	2024	Variazione	Variazione %
Margine Operativo Lordo Area Corporate	(65,1)	(52,9)	(12,2)	23,0%
Margine Operativo Lordo Gruppo	1.420,0	1.328,9	91,1	6,9%
Peso percentuale	(4,6%)	(4,0%)	(0,6 pp)	

Corporate chiude al 31 dicembre 2025 con un EBITDA negativo di €65,1 milioni, in peggioramento per €12,2 rispetto al valore del precedente esercizio.

La variazione risente di un generale incremento dei costi esterni (+€7,9 milioni) e del costo del personale (+€18,1 milioni). La variazione dei costi esterni è dovuta principalmente a maggiori costi informatici, forniture e lavori. La variazione costo del personale è dovuta in generale all'incremento dell'organico compensato solo in parte al beneficio conseguito nel periodo comparativo derivante dall'eliminazione dell'obbligazione cumulata per agevolazioni tariffaria (-€9,4 milioni). Si registra contestualmente un incremento dei ricavi pari a €13,8 milioni dovuto in parte alle maggiori prestazioni in ambito IT oltre che da altre attività in service in particolare per gestione autoveicoli, servizi di facility management e sicurezza.

L'organico medio al 31 dicembre 2025 si attesta a 817 unità, in aumento rispetto al 2024 di 22 unità (erano 795 unità).

Gli investimenti si attestano a €25,9 milioni (€20,4 milioni al 31 dicembre 2024), in aumento rispetto al precedente esercizio e si riferiscono principalmente a licenze software, sviluppi informatici e a investimenti sulle sedi a uso aziendale.



Fatti di rilievo intervenuti nel corso del periodo e successivamente

ACEA: STIPULA DELL'ACCORDO CON GSE FINALIZZATO ALLA SOSTENIBILITÀ

Il 14 gennaio 2025, Acea e il Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA hanno siglato un accordo finalizzato a favorire la diffusione della sostenibilità nei settori in cui Acea e le società del Gruppo operano attraverso interventi di efficientamento energetico e di integrazione delle fonti rinnovabili.

ACEA: TOP EMPLOYERS ITALIA 2025

Il 16 gennaio 2025, Acea ha comunicato di aver ottenuto, per il quarto anno consecutivo, la certificazione Top Employers Italia, che testimonia l'impegno del Gruppo e il miglioramento continuo nello sviluppo di politiche di selezione, formazione, crescita professionale, ambiente di lavoro, welfare, equity, inclusione e diversity.

ACEA: ENTRATA IN PRODUZIONE DI DUE IMPIANTI FOTOVOLTAICI NELLA PROVINCIA DI VITERBO

Il 30 gennaio 2025, Acea ha comunicato l'entrata in produzione di due impianti nella provincia di Viterbo con una potenza installata complessiva di circa 12 MW, il primo nel comune Nepi e il secondo nel comune di Bomarzo.

ACEA: GREEN & BLUE FINANCING FRAMEWORK

Il 13 febbraio 2025, Acea ha pubblicato il suo primo "Green & Blue Financing Framework", a conferma dell'impegno della Società nell'utilizzo di strumenti di finanza sostenibile per l'attuazione dei propri investimenti nei suoi business di riferimento, a partire dal servizio idrico integrato.

ACEA: ITALY - UAE BUSINESS FORUM

Il 24 febbraio 2025 nel corso dell'"Italy - UAE Business Forum", evento promosso per favorire e rafforzare i legami economici e industriali tra l'Italia e gli Emirati Arabi Uniti, Acea ha firmato con Metito Utilities il Memorandum d'Intesa finalizzato a esplorare opportunità di collaborazione nel settore idrico a livello internazionale, con particolare focus su Africa e Medio Oriente.

ACEA: YVES RANNOU SI DIMETTE DALLA CARICA DI CONSIGLIERE

Il 7 marzo 2025, Acea ha comunicato di aver ricevuto le dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di Yves Rannou, nominato ai sensi dell'art. 15.4 dello Statuto Sociale, su proposta presentata dal Socio Suez International, nell'Assemblea del 12 aprile 2024.

ACEA: INTERVENTI PER AMMODERNARE E POTENZIARE IL SISTEMA DI LUCI

Il 4 aprile 2025, areti, società del Gruppo Acea che gestisce per conto del Comune la rete elettrica della Capitale, ha avviato una serie di interventi per ammodernare e potenziare il sistema di luci nella città di Roma.

ACEA: APPROVAZIONE DEL BILANCIO AL 31/12/2024

Il 28 aprile 2025, l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Acea SpA ha approvato il Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2024, deliberato la destinazione dell'utile di esercizio 2024, nominato il Collegio Sindacale per il triennio 2025-2026-2027 e nominato Consigliere di Amministrazione Ferruccio Resta.

ACEA: SUSSISTENZA DEI REQUISITI DI INDIPENDENZA

Il 5 maggio 2025, il Consiglio di Amministrazione di Acea SpA ha verificato in capo all'Amministratore Ferruccio Resta la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Corporate Governance.

ACEA: AGGIUDICAZIONE DELLA REALIZZAZIONE DEL TERMOVALORIZZATORE DI ROMA

Il 7 maggio 2025 è stata aggiudicata in via definitiva al Raggruppamento di imprese guidato da Acea Ambiente con Suez Italy, Kanadevia Inova, Vianini Lavori e Rmb la realizzazione del termovalorizzatore di Roma, previsto nell'area industriale di Santa Palomba. In data 17 aprile 2025 è stata costituita la società concessionaria "RenewRome".

ACEA: MOODY'S CONFERMA IL LONG-TERM ISSUER RATING AL LIVELLO "BAA2" E IL BASELINE CREDIT ASSESSMENT A "BAA2"

Il 15 maggio 2025, Moody's ha comunicato di aver confermato il Long-Term Issuer Rating al livello "Baa2" e il Baseline Credit Assessment a "baa2" di Acea. Contestualmente, l'Agenzia ha confermato il provisional "(P)Baa2" senior unsecured rating sul programma EMTN da €5 miliardi e il "Baa2" senior unsecured rating sulle emissioni obbligazionarie nell'ambito del programma, con outlook "stabile".

ACEA: SOTTOSCRIZIONE DELL'ACCORDO DELL'ILLUMINAZIONE PUBBLICA CON ROMA CAPITALE

Il 15 maggio 2025 è stato formalmente sottoscritto da Acea e Roma Capitale l'Accordo relativo all'Illuminazione Pubblica, il quale ha determinato il riconoscimento dei crediti commerciali e dei crediti per ratei futuri iscritti da Acea, rispettivamente pari a €72,3 milioni e €11,8 milioni, i quali sono stati rateizzati ad Acea in 3 tranches a decorrere dal mese di luglio 2025. L'Accordo ha altresì comportato il rilascio della quota eccedente del fondo precedentemente stanziato a titolo di svalutazione crediti, in misura pari a €3,9 milioni, così come il rilascio dei fondi rischi all'uopo accantonati negli esercizi precedenti in ammontare (€3,6 milioni) per la rinuncia di Roma Capitale alle penali per ritardi nella realizzazione dei lavori e dei diritti di istruttoria.

ACEA: COMUNICAZIONE DEL MIGLIORAMENTO DELL'OUTLOOK DI ACEA

Il 28 maggio 2025, Moody's ha comunicato di aver migliorato l'outlook di Acea da "stabile" a "positivo". Contestualmente, l'Agenzia ha confermato il Long-Term Issuer Rating e i Senior unsecured ratings al livello "Baa2" di Acea, il Baseline Credit Assessment a "Baa2" e il provisional "(P)Baa2" rating sul programma EMTN da €5 miliardi.

ACEA: COMUNICAZIONE DELL'OFFERTA DI ENI PLENITUDE

Il 4 giugno 2025, Acea ha comunicato di aver ricevuto da Eni Plenitude un'offerta vincolante avente a oggetto l'intero capitale sociale della controllata Acea Energia SpA (100% Acea).

ACEA: COSTITUZIONE DI ACEA GAS

Il 5 giugno 2025, nell'ambito della razionalizzazione delle linee di business, il Gruppo Acea ha varato la costituzione di a.Gas SpA (Acea Gas), una nuova società che ha come obiettivo il consolidamento e la crescita nel settore della distribuzione gas.

ACEA: AVVIO DELLA DISAMINA DELL'OFFERTA RICEVUTA DA ENI PLENITUDE

Il 7 giugno 2025, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha avviato la disamina dell'offerta vincolante ricevuta da Eni Plenitude, in data 4 giugno 2025, avente a oggetto l'intero capitale sociale della controllata Acea Energia SpA (100% Acea).

ACEA: APPROVAZIONE DELL'OFFERTA RICEVUTA DA ENI PLENITUDE

Il 24 giugno 2025, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha accettato l'offerta vincolante ricevuta il 4 giugno 2025 da Eni Plenitude per l'acquisto del 100% del capitale sociale di Acea Energia SpA (che include, tra l'altro, la partecipazione del 50% del capitale sociale di Umbria Energy SpA), fatta eccezione per le seguenti linee di business che nell'esercizio 2024 hanno generato un EBITDA pari a circa €6 milioni: energy efficiency (cui sono associati crediti di imposta per il "superbonus" pari a circa €159 milioni alla fine del 2024), mobilità elettrica, economia circolare ed Energy Management e relativi contratti.

ACEA: IL GRUPPO ACEA È STATO OGGETTO DI UN ATTACCO HACKER

Il giorno 4 luglio 2025, il Gruppo Acea ha rilevato di essere oggetto di un attacco hacker. Dopo una prima valutazione degli impatti, l'unità Cyber & Information Security di Acea SpA ha effettuato una segnalazione sul portale dell'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale (ACN) come notifica volontaria NIS e ha immediatamente messo a conoscenza dei fatti il CNAIPIC (Polizia Postale). A seguito della segnalazione sono state prontamente avviate tutte le azioni tecniche di contenimento. In data 5 luglio è stata data comunicazione interlocutoria dell'incidente anche al Garante per la Protezione dei Dati Personali (di seguito GPDP) e in data 8 luglio, essendo venuti a conoscenza della violazione di dati personali, si è provveduto alla notifica preliminare di violazione dei dati personali verso il GPDP, ai sensi dell'art. 33 del Regolamento UE 679/16. Nella medesima data, è stata data notifica dell'incidente occorso alle società del Gruppo in service con Acea. L'incidente non ha comunque avuto impatti operativi sui servizi erogati dalle società del Gruppo. A supporto è stata rilasciata una dichiarazione dell'esperto esterno a cui sono state affidate le attività tecniche di *Incident Response*.

ACEA: RICONOSCIMENTO DEI PREMI EROGATI DA ARERA

Il 9 luglio 2025, Acea ha comunicato che ARERA, l'Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente, ha approvato i risultati finali dell'applicazione del meccanismo incentivante della Qualità Tecnica del servizio idrico integrato per il biennio 2022-2023. Alle società del Gruppo Acea attive nel settore idrico – ai primi posti in Italia per continuità del servizio, riduzione delle perdite e qualità dell'acqua depurata – sono stati riconosciuti premi per oltre €36 milioni, sui 155 complessivamente erogati da ARERA.

ACEA: COSTITUZIONE ROBOTIC JOINT LAB

Il 16 luglio 2025, a.Quantum, società del Gruppo Acea dedicata allo sviluppo di soluzioni innovative per il mercato non regolato, e l'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT), centro di eccellenza nella ricerca scientifica e tecnologica, hanno firmato un accordo strategico di durata triennale. Questa firma sancisce ufficialmente la costituzione di un Robotic Joint Lab, un laboratorio congiunto dedicato alla progettazione e allo sviluppo di soluzioni robotiche avanzate per la realizzazione, gestione e la manutenzione delle infrastrutture industriali, in ambito idrico, energia e ambiente.

ACEA: COSTITUZIONE DEL PROGRAMMA EMTN

Il 16 luglio 2025, Acea ha costituito un nuovo Programma EMTN (Euro Medium Term Notes) da 5 miliardi di euro quotato sul Mercato telematico delle obbligazioni (MOT) di Borsa Italiana e approvato dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB).

ACEA: COLLABORAZIONE TRA ACEA AMBIENTE E VERSALIS

Il 29 luglio 2025, Acea Ambiente e Versalis, società chimica di Eni, hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU), che sancisce l'avvio di una collaborazione con l'obiettivo di promuovere l'economia circolare, sviluppando iniziative congiunte per la valorizzazione delle plastiche post-consumo e post-industriali attraverso diverse tecnologie di riciclo.



ACEA: SCISSIONE PARZIALE ACEA ENERGIA IN A.CITIES

Si segnala che in data 4 agosto 2025 è stato perfezionato, con efficacia civilistica dal 1° settembre 2025, l'atto di scissione parziale della società "Acea Energia SpA" mediante assegnazione alla società "a.cities Srl" di parte del proprio patrimonio relativo alle attività afferenti i servizi di e-mobility e i lavori di efficientamento energetico; si fa presente che tale perimetro era in precedenza all'interno della società Acea Innovation fusa in Acea Energia a far data 1 gennaio 2025..

ACEA: LO STANDARD ETHICS CONFERMA IL CORPORATE STANDARD ETHICS RATING

Il 3 settembre 2025, Standard Ethics ha confermato il Corporate Standard Ethics Rating (SER) di Acea a EE+ "Very Strong". Il primo Corporate SER è stato assegnato alla Società nel 2019; la Società è inclusa nello SE Mid Italian Index e nello SE Multi-Utilities Index. La conferma del rating riflette l'impegno continuo del Gruppo nel rafforzamento e nell'integrazione della sostenibilità nelle proprie strategie di business, in linea con il Piano Industriale al 2028.

ACEA: PUBBLICAZIONE DEL QUARTO "GREEN BOND ALLOCATION & IMPACT REPORT"

Il 3 settembre 2025, Acea ha pubblicato il quarto "Green Bond Allocation & Impact Report" per gli anni 2022-2024, relativo al prestito obbligazionario in formato green di importo complessivamente pari a €700 milioni, a valere sul programma EMTN, con scadenza nel 2031, emesso nell'ambito del Green Financing Framework 2021 del Gruppo Acea.

ACEA: PERFEZIONAMENTO DEL CLOSING CON TERNA PER LA CESSIONE DI RETE 2 SRL

Il 30 settembre 2025, ha perfezionato, attraverso la controllata areti (100% Acea), il closing con Terna per la cessione del 100% del capitale sociale di Rete 2 Srl proprietaria della rete elettrica di Alta Tensione in esecuzione dell'accordo firmato il 6 novembre 2024.

ACEA: ACCORDO CON MOWAH

Il 25 novembre 2025, Acea ha firmato un accordo con Mowah, azienda saudita di infrastrutture idriche ed energetiche per partecipare alla gara sulle attività di revamping e gestione operativa degli impianti di depurazione delle acque reflue in Arabia Saudita.

ACEA: MIGLIORAMENTO DEL RATING DA BAA2 A BAA1

Il 25 novembre 2025, Moody's ha comunicato di aver migliorato il rating di Acea da "Baa2" a "Baa1". Nello specifico, l'Agenzia ha rivisto il *Long-Term Issuer Rating* e i *Senior unsecured ratings* di Acea al livello "Baa1", il *Baseline Credit Assessment* a "Baa1" e il *provisional rating* a "(P)Baa1" da "(P)Baa2" sul programma EMTN da €5 miliardi. L'*outlook* è stato conseguentemente rivisto a "stabile" da "positivo".

ACEA: ACCORDO CON ENI PLENITUDE

Il 3 dicembre 2025, Eni Plenitude e Acea SpA hanno stipulato l'accordo per l'acquisizione da parte di Plenitude del 100% del capi-

tale di Acea Energia, società attiva nel mercato *retail* dell'energia e interamente controllata da Acea. L'operazione include anche la partecipazione del 50% del capitale sociale di Umbria Energy SpA.

ACEA: PROTOCOLLO DI INTESA CON LO STATO MAGGIORE DELL'ESERCITO

L'11 dicembre 2025, Acea ha firmato un protocollo di intesa con lo Stato Maggiore dell'esercito finalizzato a una collaborazione sui temi dell'uso razionale delle risorse idriche ed energetiche per favorire l'economia circolare, contribuire alla riduzione dei consumi e alla tutela dell'ambiente ma anche per formare il personale dell'Esercito Italiano sulla tematica del *water management*.

ACEA: OFFERTA VINCOLANTE ACCETTATA DA ALGEBRIS INVESTMENTS PER L'ACQUISIZIONE DI AQUANEXA

Il 18 dicembre 2025, Acea, tramite la controllata a.Quantum, ha presentato un'offerta vincolante accettata da Algebris Investments, tramite il fondo Algebris Green Transition Fund, per l'acquisizione fino al 100% del capitale sociale di Aquanexa e, indirettamente, delle partecipazioni da quest'ultima detenute. Aquanexa, specializzata nella fornitura di soluzioni integrate per la gestione intelligente del ciclo idrico, combina tecnologie digitali, ingegneria di rete, sensoristica avanzata e servizi operativi rivolti a utility, enti pubblici e aziende.

ACEA: SCISSIONE PARZIALE RAMO "SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA" E ATTIVITÀ DI "ENERGY MANAGEMENT"

Si segnala che in data 23 dicembre 2025 è stato perfezionato, con efficacia giuridica stabilita alla data del 1° gennaio 2026, l'atto di scissione parziale della società "Acea Energia SpA" mediante assegnazione alla società "Servizio Elettrico Roma SpA", società costituita in data 30 luglio 2025 e iscritta nel registro delle imprese in data 7 agosto 2025, di parte del proprio patrimonio relativo al ramo d'azienda inerente lo svolgimento del Servizio di Maggior Tutela nei Comuni di Roma e Formello, ai sensi di quanto disposto dall'art. 1, commi 2 e 3, del D.L. n. 73 del 18 giugno 2007 convertito con modificazioni dalla L. n. 125/2007 e s.m.i.

Si segnala, altresì, che sempre in data 23 dicembre 2025 è stato perfezionato, con efficacia giuridica stabilita alla data del 1° gennaio 2026, l'atto di scissione parziale della società "Acea Energia SpA" mediante assegnazione alla società "Acea Energy Management Srl" di parte del proprio patrimonio relativo al ramo d'azienda afferente le attività di "Energy Management" consistenti nei servizi di approvvigionamento all'ingrosso, commercializzazione e vendita di energia elettrica e gas naturale oltre che – *inter alia* – alcuni crediti fiscali.

ACEA: FIRMA DELL'ACCORDO PER L'ACQUISIZIONE DI AQUANEXA

Il 24 dicembre 2025, Acea ha comunicato di aver firmato con Algebris Investments l'accordo vincolante per l'acquisizione di Aquanexa a seguito dell'accettazione da parte di Algebris Investments dell'offerta vincolante.

ACEA: SCISSIONE PARZIALE ACEA ENERGIA IN AEMA

Si segnala che in data 1° gennaio 2026 è stato perfezionato l'atto di scissione parziale della società "Acea Energia SpA" mediante assegnazione alla società "Aema Srl" di parte del proprio patrimonio relativo alle attività afferenti i servizi vendita energia al mercato tutelato.

ACEA: NOMINA DEL NUOVO CHIEF FINANCIAL OFFICER

Il 13 gennaio 2026, Acea ha comunicato che Valentina Bracaglia è la nuova *Chief Financial Officer*, subentrando a Pier Francesco Ragni nominato *Co-General Manager* di Acea.

ACEA: PUBBLICAZIONE DEL PROGETTO DI SCISSIONE

Il 13 gennaio 2026, Acea ha pubblicato il Progetto di Scissione parziale mediante scorporo, ai sensi dell'art. 2506.1 cc e seguenti, consistente in una riorganizzazione afferente alla gestione centralizzata di alcuni servizi erogati alle società di Acea, e ha ad oggetto il trasferimento del Compendio riguardante l'erogazione dei servizi menzionati in favore di una società di nuova costituzione che sarà interamente partecipata dall'Azienda.

ACEA: CLASSIFICA TOP EMPLOYERS

Il 15 gennaio 2026, Acea è entrata al 18° posto nella TOP 20 della classifica *Top Employers Italia 2026* rilasciata da *Top Employers Institute* in collaborazione con A&F di "La Repubblica". Acea ha raggiunto, per il quinto anno consecutivo, il prestigioso riconoscimento.

ACEA: PROVVEDIMENTO AUTORITÀ GARANTE PER LA CONCORRENZA E IL MERCATO

Il 2 marzo 2026, è pervenuto il provvedimento dell'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato che ha autorizzato l'acquisizione di Acea Energia SpA da parte di Eni Plenitude, subordinando la stessa all'assunzione di taluni impegni da parte dell'acquirente e all'esclusione dal perimetro dell'operazione dei clienti elettrici vulnerabili (ai sensi del all'articolo 11 del D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210), la cui gestione rimarrà nell'ambito del Gruppo Acea. Tale variazione di perimetro non ha impatti materiali sul valore complessivo dell'operazione.

ACEA: APPROVAZIONE OPERAZIONE DI SCISSIONE PARZIALE

Il 3 marzo 2026, è stato messo a disposizione del pubblico sul sito internet della Società, sul meccanismo di stoccaggio autorizzato 1Info e depositato presso la sede sociale, il verbale del Consiglio di Amministrazione di Acea del 13 febbraio 2026 (successivamente iscritto presso il Registro delle Imprese in data 24 febbraio 2026) che ha approvato l'operazione di scissione parziale mediante scorporo in favore della costituenda società a.evolution SpA. La riorganizzazione riguarda la gestione centralizzata di alcuni servizi erogati alle Società di Acea, e ha ad oggetto il trasferimento del Compendio riguardante l'erogazione dei servizi menzionati in favore di una società di nuova costituzione che sarà interamente partecipata da Acea.

ACEA: PROGETTO SAEP DJOUÉ

Il 10 marzo 2026, Acea si è aggiudicata la gara per il progetto SAEP Djoué volto a potenziare l'infrastruttura idrica della capitale congolese Brazzaville, a fronte della crescente domanda di acqua nelle aree urbane della città. L'aggiudicazione da parte della United Nations Development Programme (UNDP), va all'Associazione Temporanea di Imprese guidata da Acea Infrastructure.

ACEA: CESSIONE QUOTE PUBBLICACQUA

In data 10 marzo 2026 il Tribunale di Firenze ha disposto l'acquisto, da parte di Alia SpA (ora Plures SpA), della partecipazione di minoranza pari al 40% detenuta da Acque Blu Fiorentine in Pubbliacqua. La decisione interviene nel contesto della proroga tecnica dell'affidamento del servizio idrico integrato nell'ambito CT3 fino al 31 dicembre 2026 e del processo in corso presso l'Autorità Idrica Toscana volto alla definizione della futura forma di gestione del servizio. Gli effetti della sentenza sono recepiti nel progetto di bilancio consolidato al 31 dicembre 2025; la stessa sarà oggetto di tempestiva impugnazione.



Principali rischi e incertezze

IL FRAMEWORK DI ENTERPRISE RISK MANAGEMENT DEL GRUPPO ACEA

In considerazione della natura del proprio business e della complessità del contesto in cui opera, Acea riconosce il rischio come elemento intrinseco all'attività d'impresa, la cui gestione consapevole rappresenta una leva essenziale per orientare le decisioni strategiche e preservare la creazione di valore nel lungo periodo.

Coerentemente con tale visione, il Gruppo ha definito un proprio framework di Enterprise Risk Management (ERM) costituito dall'insieme di cultura, governance, processi e metodologie che permettono di identificare, valutare e gestire in maniera integrata i principali rischi dell'intera organizzazione, affinché l'esposizione complessiva del Gruppo sia coerente con gli obiettivi di Piano Industriale e di Sostenibilità. Tale framework è ispirato alle migliori pratiche e linee guida nazionali e internazionali in materia di risk management ed è parte integrante del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) (per una descrizione puntuale dello SCIGR del Gruppo Acea si rimanda alla sezione n. 4 del presente Bilancio "Relazione sul Governo Societario").

Il Framework ERM di Acea è sviluppato e mantenuto dalla Funzione Risk Management & Sustainability di Acea SpA e viene applicato in maniera uniforme al livello di Gruppo. Esso si articola in una serie di "elementi portanti", caratterizzati da reciproca coerenza e sinergia, di seguito brevemente descritti.

RISK APPETITE FRAMEWORK

Il Risk Appetite Framework (RAF) è lo strumento di indirizzo strategico e gestionale attraverso il quale il Gruppo Acea definisce la propria propensione al rischio e determina il grado di rischio accettabile nel perseguimento degli obiettivi strategici. Il "RAF" consente infatti di esplicitare, in un'ottica di medio-lungo periodo, la misura di incertezza tollerata dalla Società nel bilanciamento fra rischio e rendimento, assicurando coerenza tra gli indirizzi approvati dal Consiglio di Amministrazione e le scelte gestionali. Esso viene applicato in riferimento a tutte le iniziative di rilevanza strategica che il Gruppo mette in atto nel corso dell'esercizio.

BUDGET E PIANO @RISK

L'analisi @Risk, complementare all'attività delle funzioni aziendali preposte alla predisposizione del Budget e del Piano Strategico, consente di integrare la prospettiva di rischio nell'ambito di tali processi. La metodologia, basata su un approccio *risk-informed*, permette di consolidare le ipotesi alla base della strategia aziendale attraverso la quantificazione e la modellizzazione di specifici scenari di rischio tramite simulazioni Monte Carlo. Tali simulazio-

ni sono finalizzate a valutare il profilo di rischio di budget e piano industriale e verificarne la coerenza con il RAF attraverso la variabilità potenziale degli indicatori in esso definiti. Le risultanze di tali analisi offrono una visione prospettica dei possibili scenari evolutivi, supportando il processo decisionale e la definizione delle strategie gestionali del Gruppo.

OPERAZIONI STRAORDINARIE @RISK

Il processo di analisi @Risk delle operazioni straordinarie estende l'applicazione della metodologia ERM a specifiche iniziative rilevanti dal punto di vista strategico per il Gruppo, integrando la valutazione dei rischi nelle fasi di analisi, valutazione dell'iniziativa e decisionale. L'approccio consente di individuare le principali criticità e incertezze con impatti di breve, medio e lungo termine.

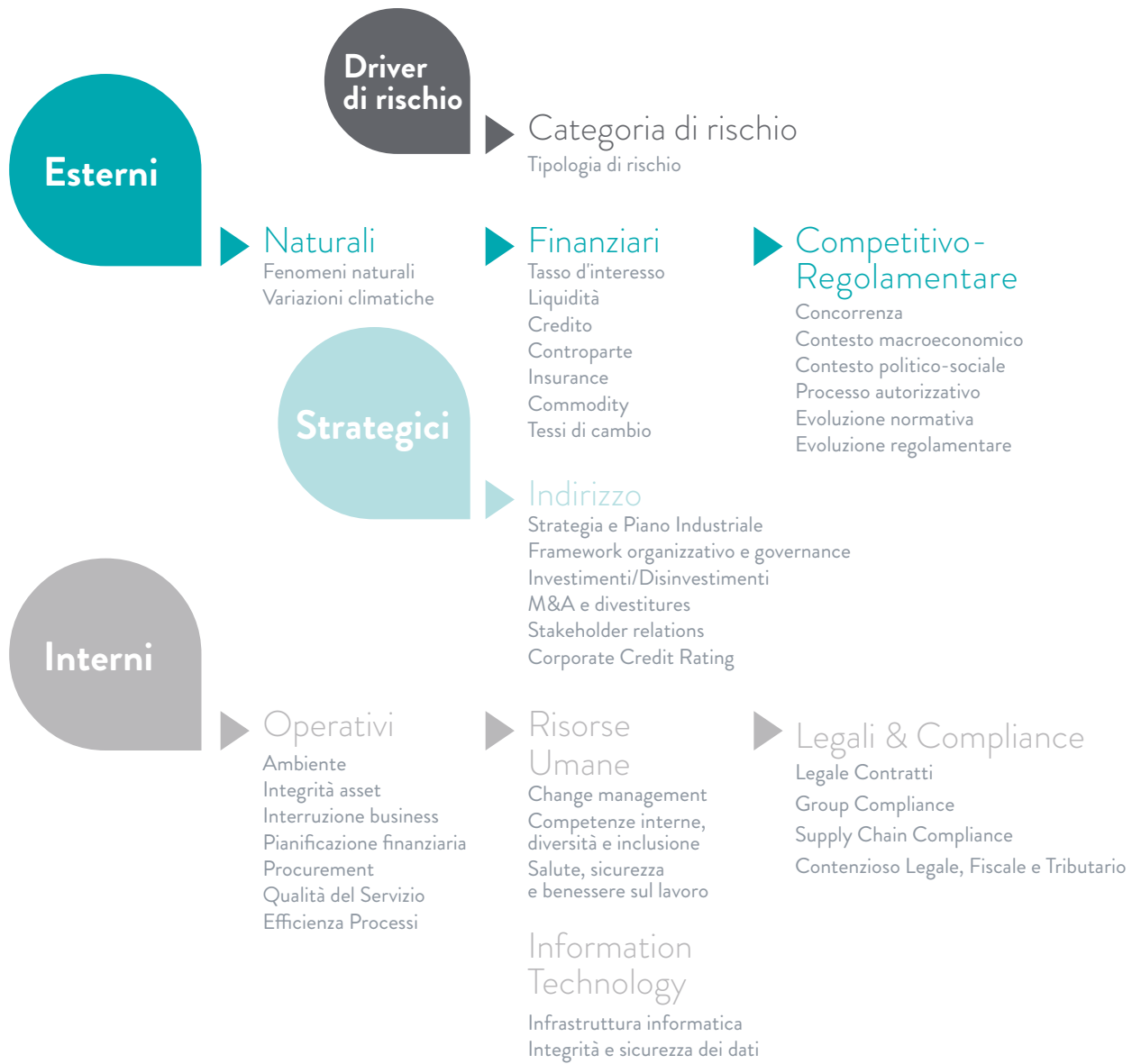
IL MODELLO DEI RISCHI DI GRUPPO

Per agevolare il funzionamento dell'intero Framework ERM in tutte le sue componenti, Acea si è dotata di una tassonomia omogenea dei rischi (c.d. Modello dei Rischi o Risk Model) che rappresenta l'universo delle tipologie di rischio alle quali il Gruppo risulta potenzialmente esposto. Tale modello è il risultato di un'analisi approfondita sia del contesto socioeconomico e di business in cui il Gruppo opera, sia degli obiettivi definiti nel Piano Industriale e di Sostenibilità. Il Modello dei Rischi di Acea rappresenta un riferimento essenziale per l'intero Gruppo e per tutti gli attori coinvolti nei processi ERM, fornendo un linguaggio comune che favorisce una mappatura coerente e una rappresentazione organica dei rischi anche in fase di informativa ai diversi organi aziendali.

La logica di rappresentazione del Modello dei Rischi prevede più livelli di aggregazione, con granularità crescente, in base ai seguenti elementi:

- *Driver di rischio*: fornisce un'indicazione circa le caratteristiche dell'origine del rischio (esterna, interna o connessa alle attività di indirizzo del Gruppo);
- *Categoria di rischio*: aggrega i rischi riferibili a una specifica modalità operativa o ambito aziendale e aventi come caratteristica comune una medesima origine del rischio;
- *Tipologia di rischio*: rappresenta l'aggregazione degli scenari di rischio, caratterizzati da una stessa natura, in base a una logica di prevalenza che permetta di catalogare l'evento di rischio.

Modello dei Rischi del Gruppo Acea



RISK ASSESSMENT ERM

Il processo di Risk Assessment ERM rappresenta la modalità operativa attraverso la quale il Gruppo Acea assicura una valutazione strutturata e continuativa del proprio profilo di rischio, garantendo una conoscenza aggiornata e condivisa dei fattori che possono incidere sul conseguimento degli obiettivi di business. Nel dettaglio, le attività di Risk Assessment vengono condotte, con cadenza almeno annuale, da tutte le società del Gruppo, con il coordinamento della Funzione Risk Management & Sustainability di Acea SpA, che assicura coerenza metodologica e presidia il consolidamento dei risultati a livello Corporate. Tale funzione coordina un network di Focal Point ERM, presenti all'interno delle principali Società, i quali collaborano con i rispettivi Risk Owner per l'identificazione, l'analisi e la valutazione dei principali scenari di rischio di riferimento.

Una specifica metodologia di valutazione consente di stimare la probabilità di accadimento, l'impatto potenziale e l'efficacia dei presidi di controllo in essere degli scenari di rischio individuati. Tale attività

avviene in maniera integrata e sinergica con le analisi di rischio svolte in ambito Sostenibilità (cd. rischi ESG *Environmental, Social & Governance related*), come ampiamente trattato nella sezione dedicata del presente documento (per ulteriori approfondimenti si rimanda alla Rendicontazione di Sostenibilità integrata nel presente Bilancio Consolidato).

Sulla base di tali analisi, le tematiche di rischio vengono classificate e priorizzate in funzione della loro significatività complessiva consentendo di individuare i Top Risk di Gruppo, sui quali si concentrano le principali strategie di risposta, assicurando coerenza con gli obiettivi di Piano Industriale e con la propensione al rischio definita tramite il RAF. Nel dettaglio, il monitoraggio delle azioni di mitigazione individuate viene condotto in maniera continuativa, con l'obiettivo di verificare l'efficacia delle misure implementate e di cogliere tempestivamente eventuali variazioni del profilo di rischio complessivo. Le risultanze delle analisi condotte vengono integrate in una rappre-



sentazione consolidata del profilo di rischio del Gruppo, condivisa con il Vertice aziendale a supporto delle decisioni strategiche e in coerenza con gli indirizzi di governance.

Di seguito sono illustrati i principali rischi a cui il Gruppo Acea risulta esposto, rappresentati in coerenza con il modello dei rischi adottato e originati dagli esiti del processo di Risk Assessment ERM.

Inoltre, al fine del contenimento dei rischi individuati, il Gruppo ha posto in essere attività di mitigazione e di monitoraggio che nei paragrafi successivi sono sinteticamente riportate sia a livello corporate che di settore di business. In particolare, il Gruppo Acea ha da tempo introdotto tra gli strumenti di gestione di alcune tipologie di rischio lo sviluppo e l'adozione di un Piano Assicurativo di Gruppo imperniato sui seguenti pillar:

- Third Party Liability;
- Property Damage;
- Employee benefit.

I primi due pillar, in particolare, mettono in atto il trasferimento del rischio economico e/o patrimoniale derivante dalla Responsabilità Civile – in tutte le sue tipologie, generale, professionale, ambientale, ecc. – e da eventi (accidentali, colposi o dolosi) che colpiscono gli asset fisici e produttivi del Gruppo.

Il terzo pillar, invece, oltre a trasferire il rischio economico-patrimoniale, attua una vera e propria misura di welfare aziendale andando a garantire e riconoscere ai dipendenti del Gruppo Acea, importanti sostegni economici – sia ai diretti interessati che agli eventuali aventi diritto – in caso di manifestazione di eventi traumatici gravi connessi sia alla sfera professionale che a quella privata.

Overview delle principali fasi del Processo di Risk Assessment ERM

1. Identify

Identificare i principali fattori di rischio/opportunità



2. Analyze

Misurare i rischi in termini di probabilità e impatto su obiettivi e performance aziendali

3. Prioritize & respond

Identificare le strategie di gestione dei rischi e le contromisure da porre in essere

4. Monitor

Monitorare l'evoluzione del profilo di rischio e l'efficacia delle misure di risposta definite

RISCHI COMPETITIVO-REGOLAMENTARI

RISCHIO DI EVOLUZIONE NORMATIVA-REGOLAMENTARE

Come noto il Gruppo Acea opera prevalentemente nei mercati regolamentati e le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano (nonché il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati) possono significativamente influire sui risultati e sull'andamento della gestione. In particolare, diverse società del Gruppo gestiscono, per i rispettivi Ambiti Territoriali, il Servizio Idrico Integrato che notoriamente rappresenta un comparto caratterizzato da una crescente attenzione da parte del Legislatore e dell'Authority di settore (ARERA). Il Gruppo risulta pertanto esposto, con riferimento a tutti i territori serviti, all'evoluzione del quadro normativo/regolamentare di riferimento.

In proposito si evidenzia come, a seguito dell'estensione delle competenze di regolazione e controllo dell'ARERA al ciclo dei rifiuti, anche le Società dell'Area Ambiente risultino esposte a potenziali rischi derivanti dall'evoluzione del quadro regolatorio di riferimento. Tali rischi vengono mitigati da una attenta attività di monitoraggio delle evoluzioni normative, di interlocuzione con gli enti competen-

ti e di partecipazione ai tavoli associativi e istituzionali, svolta dalle competenti strutture di business in sinergia con i presidi organizzativi di cui si è dotato il Gruppo. Tali strutture assicurano il monitoraggio dell'evoluzione normativa e regolatoria, sia nella fase di supporto alla predisposizione di commenti e osservazioni ai Documenti di Consultazione, in linea con gli interessi delle società del Gruppo, che nelle indicazioni per una coerente applicazione delle disposizioni normative all'interno dei processi aziendali, dei business dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua e dell'ambiente.

RISCHIO DI CONTESTO POLITICO-SOCIALE E MACROECONOMICO

Il Gruppo Acea, nell'erogazione dei servizi resi alla propria clientela, è molto attento alle attese e alle scelte delle proprie controparti istituzionali, territoriali e centrali. D'altronde, la maggior parte delle proprie attività risultano comunque sensibili alle dinamiche, di tipo congiunturale e strutturale, registrate dal tessuto economico e produttivo dei rispettivi territori.

In tal senso tra i principali fattori che influenzano la performance del Gruppo vanno annoverate le evoluzioni del contesto politico/sociale e macroeconomico di riferimento. Tali incertezze possono avere un riflesso sulla realizzazione degli obiettivi economico/finanziari e degli investimenti, oltre che sulla realizzazione delle grandi opere, i cui tempi possono essere influenzati da cambiamenti delle compagini governative sia a livello centrale che locale.

In tal senso, tra i principali fattori che influenzano la performance del Gruppo rientrano le evoluzioni del contesto politico-sociale e macroeconomico di riferimento, nonché il perdurare delle crisi geopolitiche internazionali. Tali elementi di incertezza possono incidere sul raggiungimento degli obiettivi economico-finanziari e dei piani

di investimento, oltre che sull'avanzamento delle grandi opere, i cui tempi risultano sensibili ai cambiamenti delle compagini governative sia a livello centrale che locale mentre i costi sono influenzati dall'andamento dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali.

A mitigazione di tali rischi una struttura organizzativa dedicata presidia i rapporti con i referenti istituzionali e, costantemente, procede a un confronto con i responsabili dei business impattati dalle tematiche di riferimento; inoltre, il management è impegnato a monitorare la situazione sui mercati internazionali e proseguirà l'attività di analisi sui prezzi delle materie prime.

RISCHI NATURALI

L'ambiente naturale è lo scenario entro cui si sviluppano le attività del Gruppo Acea e tra i fattori di rischio cui è sottoposto il Gruppo vanno quindi evidenziati i possibili impatti derivanti da fenomeni naturali imprevedibili (es: terremoti, alluvioni e frane) e/o da variazioni climatiche cicliche o permanenti, i cui impatti principali potrebbero manifestarsi in campo operativo, normativo e legale, con potenziali ripercussioni economico-finanziarie. Infatti, eventi meteorologici cronici come la riduzione delle precipitazioni possono portare a impatti negativi sia sul fronte della produzione di energia idroelettrica che su quello della riduzione della disponibilità di risorse di acqua potabile da distribuire, tra l'altro, con un aumento dei consumi energetici per il prelievo di acqua da fonti meno favorite. D'altra parte, fenomeni estremi come ondate di calore e/o nubifragi possono portare a rischi di fulmini, di interruzione del servizio della rete elettrica o, per la rete idrica, di tracimazione degli afflussi nei sistemi di acque

reflue e di torbidità delle fonti idriche. Dal punto di vista normativo e legale, inoltre, questi effetti climatici possono incidere sulle prestazioni dei servizi secondo la disciplina normativa prevista, con conseguenti sanzioni pecuniarie.

Tali tipologie di rischi vengono affrontate tramite l'implementazione di solidi strumenti di governo degli asset, specifici per ciascun business¹ (es. *Water Safety Plan* nell'ambito del SII; monitoraggio costante degli invasi, svolto anche in collaborazione con il Ministero competente, nell'ambito della gestione dighe, ecc.), oltre che con progetti, anche di rilevanza nazionale, finalizzati a incrementare la resilienza delle infrastrutture dei vari territori (es. la progettualità inerente l'acquedotto del Peschiera - Le Capore).

La parte residuale dei rischi da eventi naturali viene trasferita tramite lo sviluppo e l'adozione del già menzionato programma assicurativo di Gruppo.

RISCHI OPERATIVI

Il Gruppo Acea nello svolgimento delle attività che caratterizzano i diversi business, è esposto a rischi operativi che possono influenzare la continuità e l'efficienza dei servizi erogati, dalla gestione del ciclo idrico alla distribuzione elettrica, fino alle attività ambientali e industriali. La salvaguardia dell'integrità e dell'affidabilità degli asset infrastrutturali rappresenta un fattore critico, poiché eventi imprevedibili, guasti o condizioni esterne avverse possono determinare interruzioni operative con ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla soddisfazione degli utenti. Tali elementi richiedono un costante rafforzamento dei presidi di pianificazione, manutenzione, monitoraggio e coordinamento interfunzionale, al fine di preservare la resilienza e la continuità gestionale dell'intero perimetro industriale. Vista la varietà e complessità dei business del Gruppo ulteriori rischi possono riguardare i processi di procurement, in particolare in relazione alle tempistiche necessarie per acquisire beni, servizi e lavori

essenziali al soddisfacimento delle esigenze operative delle società del Gruppo: eventuali ritardi possono incidere sulla puntuale esecuzione delle attività, sulla realizzazione degli investimenti e sul mantenimento degli standard di servizio.

A fronte di tali tipologie di rischio, il Gruppo ha adottato diversi presidi di mitigazione tra cui, come precedentemente accennato, programmi strutturati di manutenzione preventiva e predittiva sugli asset critici, sistemi avanzati di monitoraggio e controllo in tempo reale, piani di continuità operativa e gestione delle emergenze, nonché iniziative di efficientamento dei processi di approvvigionamento tramite pianificazione anticipata dei fabbisogni, qualificazione dei fornitori strategici e utilizzo di strumenti digitali a supporto delle tempistiche di gara e affidamento. L'insieme di tali misure contribuisce a rafforzare la resilienza operativa del Gruppo e a garantire la continuità del servizio nei diversi ambiti industriali.

RISCHI DI RISORSE UMANE

Il Gruppo riconosce i rischi legati alla gestione delle risorse umane, in particolare alla possibile perdita di competenze specialistiche, al deterioramento del benessere organizzativo e a un insufficiente coinvolgimento delle persone nei processi aziendali. Questi elementi possono riflettersi negativamente sulla qualità dei servizi, sulla continuità operativa e sulla capacità di attrarre, sviluppare e tratte-

nere talenti. Per questo il Gruppo privilegia un approccio centrato sulla persona adottando un modello di gestione orientato allo sviluppo professionale e organizzativo. Sono cioè implementati programmi strutturati di formazione, percorsi di crescita personalizzati, iniziative di coaching, strumenti di valutazione e sviluppo dei talenti e azioni dedicate al benessere organizzativo. Sono inoltre promosse

¹ Per maggiori approfondimenti si rimanda alla successiva sezione Rischi per Business Unit.



si meccanismi di partecipazione attiva e di dialogo continuo con le persone, favorendo un clima collaborativo e inclusivo.

In questo contesto si inserisce anche la Carta della persona e della partecipazione, frutto anche della collaborazione con le Organizzazioni Sindacali, che contribuisce a rafforzare il coinvolgimento e a sostenere il benessere collettivo, integrando le principali iniziative già adottate dal Gruppo.

Un'area di rischio particolarmente attenzionata attiene alla salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, in cui eventi infortunistici, contesti operativi a elevata complessità o comportamenti non conformi potrebbero compromettere l'incolumità del personale, generando im-

patti operativi, reputazionali e responsabilità per l'organizzazione. A completo presidio di tali rischi il Gruppo integra la sicurezza a livello strutturale tramite l'implementazione del Modello Safety rafforzato da attività di formazione obbligatoria e specialistica, programmi di prevenzione e monitoraggio dei rischi, audit periodici, miglioramenti continui degli standard tecnici e organizzativi e azioni di sensibilizzazione sui comportamenti sicuri. Sono inoltre attivi strumenti di reporting e near-miss analysis che consentono di intercettare criticità e intervenire tempestivamente, contribuendo a tutelare l'incolumità delle persone e a garantire la continuità delle operazioni.

RISCHI DI COMPLIANCE

La natura del business espone il Gruppo Acea a potenziali rischi di non conformità alle normative vigenti, tra cui D.Lgs. 231/2001, disciplina antitrust e regolamento GDPR, le cui eventuali violazioni potrebbero determinare sanzioni amministrative e pecuniarie, limitazioni operative, ripercussioni reputazionali e rilevanti responsabilità legali e finanziarie.

Il Gruppo riconosce il rischio di non compliance alla normativa nazionale e comunitaria volta alla tutela dei consumatori, ossia il rischio connesso principalmente alla commissione di illeciti consumeristici/pratiche commerciali scorrette o pubblicità ingannevole oltre che al rischio di non conformità alla normativa nazionale e comunitaria a tutela della concorrenza, ossia il rischio connesso principalmente al divieto, per le imprese, di porre in essere intese restrittive della concorrenza e di abusare della propria posizione dominante sul mercato. A presidio di tale rischio Acea ha da tempo adottato uno specifico Programma di Compliance Antitrust e nominato il Referente Antitrust di Holding. Il Programma ha come obiettivo principale il rafforzamento dei presidi interni volti a prevenire la violazione della normativa, attraverso periodiche attività di valutazione e monitoraggio del rischio e implementazione di strumenti normativi e organizzativi, oltre che attraverso una più capillare diffusione della cultura del rispetto dei principi di leale concorrenza e dei diritti dei consumatori. Le principali società del Gruppo hanno adottato il Programma di Compliance Antitrust in linea con le indicazioni della Holding e istituito strutture organizzative in cui sono stati individuati i Referenti Antitrust di Società, con il compito di curare le attività di adeguamento del Programma alle singole realtà societarie e di sovrintendere alla sua implementazione e manutenzione.

Il Gruppo è inoltre esposto a un potenziale rischio di non conformità alla normativa in materia di protezione dei dati personali (Regolamento UE 2016/679 – "GDPR", Codice Privacy e provvedimenti del Garante), derivanti da trattamenti non conformi ai principi di liceità, minimizzazione e sicurezza, dall'assenza di idonee basi giuridiche o informative, nonché da una gestione non adeguata di ruoli e processi. A presidio di tali rischi, il Gruppo ha adottato un Modello di Governance Privacy, che individua nella Capogruppo il coordinamento e l'indirizzo dei presidi centralizzati, declinati sulle società del Gruppo in funzione della rilevanza dei processi core caratteristici per ambito di business. In coerenza con tale modello, sono operative procedure interne atte a presidiare il rischio privacy, è attivo un canale di contatto con il Gruppo per le segnalazioni/reclami privacy e risulta altresì presidiato il processo di gestione data breach. Inoltre, è stato completato un nuovo ciclo formativo per i privacy specialist di Acea e delle società del Gruppo ed è stato esteso alle

Società operative il programma di formazione online, volto ad assolvere all'obbligo dei Titolari di istruire gli incaricati del trattamento dei dati, con iniziative dedicate ai processi societari e trasversali (HR, Legal, ecc.).

Il DPO è nominato in Acea SpA e nelle società controllate; ciascuna realtà aziendale adatta il Modello alle specificità dei trattamenti ed è oggetto di periodiche attività di verifica e aggiornamento dei presidi di compliance.

Il rischio di non compliance al D.Lgs. 231/2001 riguarda la possibilità che le società del Gruppo non rispettino i requisiti previsti dal decreto sulla responsabilità amministrativa degli enti o che non abbiano adottato o non applichino correttamente un sistema di prevenzione dei reati conforme ai requisiti del decreto, esponendo il Gruppo a sanzioni molto rilevanti e a gravi impatti reputazionali e operativi. A mitigazione e a forte presidio di tale rischio i Modelli Organizzativi ex D.Lgs. 231/2001 delle società del Gruppo Acea sono continuamente aggiornati e migliorati in linea con l'evoluzione giurisprudenziale e dottrinale, l'evoluzione normativa del Decreto e i mutamenti organizzativi aziendali. Relativamente ad Acea SpA, il Modello 231 attualmente vigente è aggiornato alle modifiche normative entrate in vigore fino a novembre 2024. Inoltre, vengono attuate attività di supervisione degli organi preposti e programmi di formazione periodici.

Nell'ambito della più generale Procedura di Gruppo in materia di Whistleblowing, volta a regolare il sistema attraverso cui chiunque può effettuare segnalazioni di carattere volontario, garantendo la riservatezza dell'identità del segnalante, del segnalato e delle persone coinvolte e preservandoli da qualsiasi ritorsione, è stata aggiornata la disciplina delle segnalazioni afferenti a condotte illegittime, anche nell'ambito dei diversi programmi di compliance. L'aggiornamento ha inoltre ampliato i possibili canali di comunicazione, introducendo una specifica piattaforma informatica accessibile da parte di tutti (dipendenti, terzi, ecc.) tramite il sito Internet di ciascuna società del Gruppo e, per i dipendenti delle Società italiane del Gruppo, anche tramite la Intranet aziendale.

Infine, dalla seconda metà del 2024 e per tutto il 2025 Acea SpA ha portato avanti un imponente progetto volto alla definizione di un sistema di Compliance Integrata (in ambito 231, Anticorruzione, Antitrust e Privacy) e alla successiva esecuzione del Risk Assessment integrato per l'aggiornamento della documentazione di riferimento dei rispettivi Modelli di Compliance, in particolare la versione aggiornata del Modello 231 andrà in approvazione nel primo trimestre 2026. Il nuovo approccio metodologico è stato condiviso anche con le società del Gruppo.

RISCHI DI INFORMATION TECHNOLOGY

Acea da anni ha avviato un percorso di evoluzione tecnologica, fondato sull'impiego di soluzioni digitali avanzate a supporto dell'efficienza operativa, della sicurezza e della resilienza dei propri asset industriali. I principali processi aziendali sono oggi sostenuti da sistemi informativi evoluti, implementati e gestiti in modo centralizzato per garantire un presidio unitario a beneficio di tutte le società del Gruppo.

Questa crescente digitalizzazione espone tuttavia Acea ai rischi tipici dei sistemi informativi e di rete, rendendo imprescindibile un presidio robusto di cyber security.

Nel corso del 2023 Acea ha subito un attacco informatico di tipo Ransomware, che ha impattato tutti i servizi IT Corporate. I servizi essenziali (quali la distribuzione di energia elettrica e acqua) non sono stati impattati; con riferimento alle Postazioni di Lavoro, è stata rilevata una compromissione limitata a poche unità, grazie alla tecnologia anti-malware attiva. Parallelamente alle attività di analisi, sono state rafforzate le misure di sicurezza in essere e avviate le attività di recovery, tra cui il ripristino dei backup integri, che hanno portato gradualmente al ripristino delle funzionalità di tutti i sistemi/servizi. L'evento ha comportato la compromissione (cifatura) del repository dei dati non strutturati della società con impatto sulla disponibilità. Contestualmente alle analisi interne, è stata avviata – ed è ancora in corso – un'indagine della Procura di Roma, a mezzo organi di PG – CNAIPIC Polizia Postale per analizzare l'incidente. L'incidente ha visto anche la successiva pubblicazione online di cartelle e file aziendali illegalmente estratti durante l'attacco; poiché tra questi vi era la presenza di dati personali è stata avviata la procedura di Data Breach aziendale, con la conseguente comunicazione al Garante per la Protezione dei Dati Personali (di seguito anche "GPDP"), Acea ha prontamente attivato tutte le procedure necessarie a rispettare la normativa sulla Privacy; in particolare, è stata presentata una notifica preliminare al GPDP entro il termine di legge delle 72 ore dalla rilevazione dell'incidente, quindi, successivamente, due notifiche integrative più una terza il 21 aprile 2023 a chiusura del processo di notifica, con le quali è stata data evidenza delle risultanze delle analisi di volta in volta effettuate.

A seguito della chiusura del processo di notifica, il GPDP ha inviato una richiesta di informazioni, a cui Acea ha fornito riscontro nei tempi previsti, e successivamente ha avviato un'attività ispettiva, e principalmente consistente nella richiesta di informazioni e documentazione inerente alle notifiche effettuate. Detta attività ispettiva si è svolta in una prima giornata nel mese di maggio 2023, al termine della quale il GPDP ha avvisato della durata dell'attività anche per una seconda giornata che si è tenuta nel mese di luglio 2023. Al termine di questa seconda giornata, il GPDP ha concesso il termine del 31 luglio 2023 per fornire l'ulteriore documentazione richiesta, non disponibile al momento dell'attività perché in corso di definizione, documentazione regolarmente fornita alla data sopra indicata. Da allora, non sono pervenute ulteriori richieste di informazioni e/o chiarimento da parte del GPDP, pur avendone i poteri, né provvedimenti.

Tanto premesso, tenuto presente che, ancora oggi, è nella facoltà del Garante poter approfondire ulteriormente attraverso richieste e accertamenti istruttori, si deve rilevare che allo stato non è possibile prevedere, sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione di alcun tipo di provvedimento sanzionatorio da parte dell'Autorità, né il relativo ammontare rimanendo quindi valido ancora oggi quanto rappresentato nella comunicazione resa su richiesta di Acea, in occasione della relazione semestrale 2023, da un soggetto terzo,

tenendo anche in considerazione il fatto che è stato rispettato l'iter normativo della notifica al Garante.

Si segnala, inoltre, che in data 4 luglio 2025 l'unità Cyber & Information Security di Acea SpA ha intercettato un attacco informatico su una parte dei propri sistemi informativi. L'evento è stato gestito secondo le procedure aziendali in essere ed è consistito in un attacco malevolo riconducibile a un gruppo criminale a scopo estorsivo. L'attacco informatico non ha comportato impatti ai servizi digitali e non ha interessato l'erogazione di servizi al cittadino e alle imprese. In ragione del rischio di sicurezza informatica connesso al verificarsi dell'incidente, è stata attivata una war-room tecnico operativa che ha provveduto alla implementazione immediata di una serie di attività tecniche di contenimento dell'attacco ed eradicazione della minaccia informatica, nonché ai dovuti approfondimenti necessari a valutare potenziali data breach.

Si ritiene opportuno precisare che Acea, fin dai primi istanti immediatamente successivi alla rilevazione dell'attacco, ha prontamente collaborato con tutte le Autorità in materia di Cyber Security e Data Protection, effettuando una segnalazione sul portale dell'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale (ACN) come notifica volontaria NIS (Network Information and Security), quindi informando il CNAIPIC (Polizia Postale) per avviare le opportune indagini investigative, oltre che provvedendo alla notifica verso il Garante per la Protezione dei Dati Personali (GPDP), ai sensi dell'art. 33 del Regolamento UE 679/16. A tal proposito, le prime evidenze di possibili violazioni di dati personali, riferibili ad anagrafiche dipendenti e collaboratori terzi, sono occorse in data 6 luglio, pertanto in data 8 luglio 2025, entro il termine di legge delle 72 ore dalla rilevazione della violazione, la Società ha provveduto a eseguire la notifica preliminare al Garante per la Protezione dei Dati Personali, ai sensi dell'art.33 del Regolamento UE 679/16. Successive indagini hanno fornito elementi più chiari sulla dinamica dell'incidente e l'operato dell'attaccante, evidenziando la sola esfiltrazione di dati non strutturati riferibili a una società del Gruppo. Tale evidenza è stata successivamente confermata dalla pubblicazione, in data 29 luglio, da parte dell'attaccante sul dark web delle informazioni esfiltrate. In ragione di ciò, in virtù della tipologia dei dati oggetto di violazione, anche e soprattutto alla luce della metodologia ENISA sulla valutazione di impatto per gli interessati, valutato che la violazione non fosse suscettibile di presentare un rischio elevato per i diritti e le libertà delle persone fisiche e, pertanto, si è ritenuto di non comunicare la violazione direttamente agli interessati.

Infine, a integrazione di quanto già esposto, si rappresenta che è stato stabilito ed è in corso di attuazione un remediation plan, definito in collaborazione con l'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale (ACN), finalizzato al potenziamento della postura di sicurezza cyber. Il piano di rafforzamento, che ha visto una prima implementazione a ottobre 2025, proseguirà attraverso interventi strutturali finalizzati a consolidare in modo continuo la postura di Cyber Security, in coerenza con le best practice di settore e con le aspettative regolamentari.



PRINCIPALI RISCHI PER BUSINESS UNIT

In aggiunta a quanto già illustrato in merito ai principali rischi e incertezze rilevati a livello di Gruppo, si fornisce di seguito un ulteriore approfondimento concernente le specifiche tipologie di rischio cui risultano esposti i singoli business, tenuto conto delle rispettive caratteristiche operative e delle peculiarità gestionali che ne contraddistinguono l'attività.

ACQUA

Con riferimento ai rischi specifici del business idrico, assumono particolare rilievo i rischi derivanti da fenomeni naturali imprevedibili (es. terremoti, alluvioni e frane) e da variazioni climatiche cicliche o permanenti, che possono incidere sulla disponibilità della risorsa, sulla continuità del servizio e sull'integrità delle infrastrutture. A questi si affiancano rischi operativi legati all'estensione e alla complessità delle reti, rischi connessi alla qualità dell'acqua, aspetti autorizzativi e regolatori, oltre a vulnerabilità dei sistemi informativi e OT utilizzati per telecontrollo e automazione.

Le società dell'area fronteggiano tali rischi attraverso strumenti avanzati di governo degli asset – quali Water Safety Plan, modellazioni di rete e sistemi di monitoraggio della qualità – nonché mediante progetti strategici di incremento della resilienza infrastrutturale, tra cui quello dedicato all'acquedotto del Peschiera - Le Capore. A completamento dei presidi, vengono potenziati i sistemi digitali di controllo, sviluppati interventi di manutenzione predittiva e aggiornati i sistemi di automazione e telemonitoraggio. Per alcune società è inoltre operativo un programma dedicato alla gestione dei rischi dei progetti complessi (in particolare quelli che usufruiscono di fondi PNRR e il progetto Nuovo Tronco Superiore del Peschiera), basato su una metodologia strutturata di Project Risk Management e su un tool gestionale dedicato.

Il quadro è ulteriormente rafforzato da misure di conformità regolatoria, dalla gestione sistematica dei rapporti con gli enti preposti e da iniziative in materia di sicurezza cyber, in coerenza con le linee guida del Gruppo. La quota residuale dei rischi naturali e infrastrutturali è infine trasferita tramite il programma assicurativo di Gruppo, che include coperture per danni materiali, responsabilità civile verso terzi e infortuni del personale.

RETI & ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Nell'ambito del business di gestione delle reti e illuminazione pubblica appaiono di specifica rilevanza rischi connessi alle minacce cyber sui sistemi IT/OT e alle variazioni climatiche che possono sollecitare significativamente le infrastrutture di rete e incidere in termini di business interruption, di qualità del servizio erogato e di danni agli asset aziendali.

Nello specifico i rischi associati al concretizzarsi delle minacce cyber espongono i sistemi OT delle società del business alla compromissione di disponibilità, integrità e confidenzialità dei dati nell'ambito del perimetro dei sistemi ICS (Industrial Control System) a danni potenziali in termini di business interruption (per alterazione/indisponibilità di processi tecnici o amministrativi), data/infrastructure impairment (alterazione di infrastrutture logiche o fisiche) e mancata compliance normativa (e.g. GDPR - General Data Protection Regulation, NIS - Network and Information Security, Perimetro di sicurezza nazionale cibernetica). L'azienda ha già da tempo adottato misure preventive e sta operando per implementare ulteriori azioni

di contrasto in linea con le migliori tecnologie disponibili sul mercato e in ottemperanza ai disposti legislativi vigenti.

Relativamente alle sollecitazioni straordinarie della rete di distribuzione elettrica indotte da fenomeni meteorologici associati al cambiamento climatico (es: bombe d'acqua, ondate di calore, aumento medio delle temperature, ecc.) che possono comportare una diminuzione dell'affidabilità operativa, interruzioni del servizio e danneggiamenti agli asset, il presidio di tale rischio si basa oltre che sull'adozione di procedure di Business Continuity e Disaster Recovery anche sul potenziamento dei sistemi di monitoraggio e controllo delle infrastrutture e sul continuo aggiornamento dei piani di manutenzione ordinaria e straordinaria. A tali misure si affianca inoltre un progressivo incremento degli investimenti dedicati al rafforzamento della resilienza delle infrastrutture di rete.

AMBIENTE

Nell'ambito delle attività industriali di trattamento, selezione, recupero e smaltimento dei rifiuti, assumono rilevanza i rischi connessi alla continuità gestionale degli impianti, in particolare di termovalorizzazione e trattamento rifiuti nei quali eventuali fermi non programmati possono generare impatti economici e operativi significativi, oltre a possibili responsabilità verso i conferitori. La complessità tecnica che caratterizza i termovalorizzatori e, seppure in misura minore, gli impianti di selezione, trattamento e smaltimento, espone inoltre a rischi legati alla disponibilità di competenze specialistiche. L'eventuale perdita o difficoltà di reperimento di professionalità altamente qualificate per la gestione degli impianti potrebbe incidere sui livelli di performance tecnica e sulla continuità operativa. A ciò si aggiungono rischi connessi alla variabilità delle caratteristiche dei rifiuti in ingresso o dei materiali in uscita rispetto a quanto previsto dagli apparati autorizzativi, con possibili impatti sulla stabilità dei processi, sulla conformità normativa e sul profilo reputazionale delle società dell'area.

Ulteriori elementi di rischio derivano dall'evoluzione del quadro normativo in materia ambientale, energetica ed emissiva, così come dai rischi cyber connessi ai sistemi di controllo e automazione.

A presidio di tali tipologie rischi, le società del perimetro hanno adottato specifici programmi, protocolli e piani di manutenzione, definiti anche sulla base dell'esperienza operativa maturata e finalizzati a garantire la massima affidabilità tecnica degli impianti. Sono inoltre operative procedure strutturate di verifica e controllo delle caratteristiche dei rifiuti in ingresso e dei materiali in uscita, attraverso campionamenti e analisi sistematiche, che assicurano la conformità ai requisiti autorizzativi e riducono il rischio di criticità gestionali. Il presidio delle competenze è garantito tramite percorsi di formazione tecnica specializzata e iniziative volte alla fidelizzazione delle professionalità chiave, mentre l'esposizione ai rischi regolatori viene mitigata tramite monitoraggio costante dell'evoluzione normativa e adeguamento delle procedure interne. I rischi cyber e operativi sono inoltre attenuati attraverso sistemi di sicurezza informatica avanzati, controlli interni e piani di continuità operativa coerenti con gli standard del Gruppo. La componente residuale dei rischi da eventi naturali o da danni agli impianti è infine trasferita tramite il programma assicurativo di Gruppo.

PRODUZIONE

Nel perimetro delle società attive nel business della produzione di energia, i principali rischi riguardano possibili danni agli asset produttivi, rischi per la sicurezza del personale, vulnerabilità dei sistemi informativi ed eventi esogeni che possono incidere sull'affidabilità degli impianti e sulla continuità produttiva. A presidio di tali rischi, le società dell'area aderiscono al programma assicurativo di Gruppo, che prevede coperture per danni materiali, responsabilità verso terzi e infortuni del personale. Il sistema di gestione operativa è rafforzato da attività di formazione continua, erogate in presenza e tramite strumenti digitali, finalizzate a promuovere comportamenti sicuri e conformi alla normativa vigente, inclusa quella in materia di D.Lgs. 231/01, Antitrust, tutela del consumatore e protezione dei dati personali. Un forte presidio dei processi è supportato da un corpus strutturato di procedure organizzative e istruzioni operative che definiscono responsabilità, requisiti tecnici e modalità esecutive delle attività manutentive e di esercizio in sicurezza. Tali presidi confluiscono nel Sistema di Gestione Integrato Qualità, Ambiente, Sicurezza e Responsabilità Sociale, conforme agli standard ISO e SA8000 e certificato da enti accreditati.

Il quadro è completato infine dall'adozione di sistemi di rendicontazione ambientale in linea con il Regolamento EMAS e dalle Politiche di Sistema che guidano l'azione delle società del comparto nella tutela degli asset, delle persone e dell'ambiente.

ENGINEERING & INFRASTRUCTURE

L'attività tipica dalle società che appartengono al business, si svolge prevalentemente nel settore delle opere pubbliche ed è caratterizzata da una forte dipendenza dai processi autorizzativi, influenzati dai rapporti con istituzioni e stakeholder locali. Eventuali difficoltà in tali interlocuzioni possono determinare ritardi non compatibili con le tempistiche previste dai piani di committenza; tali rischi sono presidiati attraverso un costante monitoraggio interno e l'applicazione delle procedure normative vigenti.

In ambito legale e di compliance, la Società si confronta con rischi legati agli obblighi normativi applicabili ai lavori pubblici e alle attività affidate a terzi. Il presidio è garantito da risorse specializzate e da un continuo aggiornamento del sistema di gestione. Contestualmente, l'espansione verso il mercato non captive può aumentare l'esposizione al contenzioso, con potenziali impatti economici e reputazionali; per questo sono previste valutazioni preventive sui partner e sistemi di monitoraggio dei dati relativi alle controversie.

Per quanto riguarda le risorse umane, l'elevata specializzazione delle attività comporta rischi legati alla gestione e alla conservazione

RISCHIO MERCATO

Il Gruppo è esposto a diversi rischi di mercato con particolare riferimento al rischio di oscillazione dei prezzi/volumi delle commodities oggetto di compravendita, al rischio tasso di interesse e, solo in minima parte, al rischio cambio. Per contenere l'esposizione entro limiti definiti il Gruppo è parte di contratti derivati utilizzando le tipologie offerte dal mercato.

Con **Rischio Mercato** si intende il rischio relativo agli effetti imprevedibili sul valore degli asset in portafoglio dovuti a variazioni delle condizioni di mercato.

del know how tecnico. La Società interviene tramite programmi di formazione, strutture organizzative dedicate e progetti orientati allo sviluppo delle competenze e al coinvolgimento del personale. Anche la sicurezza nei cantieri rappresenta un ambito di rischio rilevante: incidenti gravi comporterebbero conseguenze operative e reputazionali significative. Le misure adottate includono strutture dedicate alla sicurezza, procedure interne e verifiche periodiche e le ulteriori misure già descritte nel precedente paragrafo dedicato alle risorse umane.

ENERGY MANAGEMENT

Con riferimento all'Area Energy Management, il Gruppo è attivamente impegnato nell'ottimizzazione dei flussi energetici, con particolare riferimento alla gestione integrata degli approvvigionamenti e della vendita di *commodities* energetiche, in primis gas naturale ed energia elettrica. Tale attività ha l'obiettivo di garantire l'efficienza nell'approvvigionamento e nella copertura dei fabbisogni energetici delle società del Gruppo, nonché di cogliere opportunità di mercato attraverso la vendita a terzi.

L'attività si caratterizza per un'elevata complessità operativa e un'esposizione intrinseca a variabili di mercato, quali la volatilità dei prezzi delle *commodities*, la liquidità dei mercati energetici all'ingrosso, e l'evoluzione del quadro regolatorio e normativo di riferimento, sia a livello nazionale che europeo.

Il Gruppo utilizza strumenti derivati con finalità di copertura economica (*economic hedging*), principalmente per mitigare i rischi legati alla volatilità dei prezzi delle *commodities* e per allineare la struttura dei costi energetici con gli impegni contrattuali verso controparti interne ed esterne. Tali strumenti sono contabilizzati secondo quanto previsto dall'IFRS9, in base alla classificazione appropriata (FVPL o FVOCI) e alle strategie di copertura adottate.

Le attività di energy management implicano anche rischi operativi legati all'adeguatezza dei sistemi informativi e dei processi di monitoraggio, alla tempestività nella gestione delle posizioni e alla corretta valutazione delle esposizioni di mercato e creditizie verso le controparti.

Il Gruppo adotta politiche e procedure di controllo interno volte a garantire un'adeguata gestione dei rischi operativi connessi, compresa la segregazione delle funzioni tra front, middle e back office, il rispetto dei limiti autorizzati per le operazioni su mercati regolamentati e non regolamentati, e il monitoraggio continuo del *fair value* dei contratti derivati, anche tramite l'utilizzo di modelli interni validati.

Per quanto attiene il rischio di prezzo commodity e gli strumenti di controllo adottati, si rimanda ai successivi rischi di natura finanziaria.

RISCHIO COMMODITY

Acea SpA, attraverso l'attività svolta dall'Unità *Commodity Risk Control* della Direzione Risk Management & Sustainability, assicura l'analisi e la misurazione dell'esposizione ai rischi di mercato, interagendo con l'Unità Energy Management, verificando il rispetto dei limiti e criteri generali di Gestione dei Rischi del Settore Energy Management in coerenza con le "Linee di Indirizzo del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi" di Acea SpA e le "Linee



Guida per la Gestione del rischio relativo all'attività di compravendita di *commodity* sui mercati a termine" di Acea SpA e le specifiche procedure. L'analisi e gestione dei rischi è effettuata secondo un processo di controllo di secondo livello che prevede l'esecuzione di attività lungo tutto l'anno con periodicità differenti per tipologia di limite (annuale, mensile e giornaliera), svolte dall'Unità *Commodity Risk Control* e dai *risk owners*.

In particolare:

- annualmente, vengono definiti le metriche e i limiti di rischio, che devono essere rispettati nella gestione dei rischi;
- giornalmente, l'Unità *Commodity Risk Control* controlla l'esposizione ai rischi di mercato delle società dell'Area Industriale Energy Management e verifica il rispetto dei limiti definiti.

La reportistica verso il *Top Management* ha periodicità giornaliera e mensile. Quando richiesto dal Sistema di Controllo Interno, *Commodity Risk Control* predisponde l'invio delle informazioni richieste.

In questo ambito si fa riferimento alle fattispecie di **Rischio Prezzo** e **Rischio Volume** così definiti:

- **Rischio Prezzo:** rischio legato alla variazione dei prezzi delle *commodities* derivante dalla non coincidenza degli indici di prezzo di acquisti e vendita di Energia Elettrica, Gas Naturale e Titoli Ambientali;
- **Rischio Volume:** rischio legato alla variazione dei volumi effettivamente consumati dai clienti finali rispetto ai volumi previsti dai contratti di vendita (profili di vendita) o, in generale, al bilanciamento delle posizioni nei portafogli.

I limiti di rischio del Settore Energy Management sono definiti in modo tale da:

- minimizzare il rischio complessivo dell'intera area;
- garantire la necessaria flessibilità operativa nelle attività di approvvigionamento delle *commodities* e di *hedging*;
- ridurre le possibilità di *over-hedging* derivanti da variazioni nei volumi previsti per la definizione delle coperture.

La gestione e mitigazione del rischio *commodity* sono funzionali al raggiungimento degli obiettivi economici e finanziari del Gruppo Acea, come indicati nel budget, in particolare:

- proteggere il Primo Margine contro imprevisti e sfavorevoli shock di breve termine del mercato che abbiano impatti sui ricavi o sui costi;
- identificare, misurare, gestire e rappresentare l'esposizione al rischio;
- ridurre i rischi attraverso la predisposizione e l'applicazione di adeguati controlli interni, procedure, sistemi informativi e competenze.

L'attività di compravendita di *commodity* sui mercati a termine è finalizzata a soddisfare il fabbisogno atteso derivante dai contratti di vendita di energia elettrica e gas per il gruppo e ai clienti finali.

La strategia di copertura del rischio adottata dall'Area Energy Management ha anche l'obiettivo di minimizzare il rischio associato alla volatilità del conto economico derivante dalla variabilità dei prezzi di mercato e garantire la corretta applicazione dell'*Hedge Accounting* (ai sensi dei Principi Contabili Internazionali vigenti) a tutti gli strumenti finanziari derivati utilizzati a tale scopo.

In merito agli impegni assunti dal Gruppo Acea al fine di stabilizzare il flusso di cassa delle operazioni di acquisto e vendita di energia elettrica, si segnala che la totalità delle operazioni di copertura in

essere sono contabilizzabili in modalità *cash flow hedge* in quanto è dimostrabile l'efficacia della copertura.

L'attività dell'Unità *Commodity Risk Control* prevede controlli codificati giornalieri sul rispetto delle procedure e dei limiti di rischio (anche ai fini del rispetto della L. 262/05) e riferisce ai Responsabili di Direzione gli eventuali scostamenti rilevati nelle fasi di controllo, affinché possano far adottare le misure atte a rientrare nei limiti previsti.

Nel corso del 2025 è proseguita la sospensione dell'applicabilità dei limiti posti alla gestione dei portafogli dell'Area Energy Management in quanto l'intero processo sopra descritto è in fase di revisione ai fini dell'ampliamento del suo perimetro di applicazione e dell'ulteriore miglioramento della sua efficienza operativa.

RISCHIO TASSO DI INTERESSE

L'approccio del Gruppo Acea alla gestione del rischio di tasso d'interesse, tenuto conto della struttura degli asset e della stabilità dei flussi di cassa del Gruppo, è stato finora prudente e volto a preservare il costo del funding, stabilizzare i margini e i flussi finanziari derivanti dalla gestione caratteristica attraverso una modalità di gestione tendenzialmente statica.

In particolare, per gestione statica (da contrapporsi a quella dinamica) si intende una tipologia di gestione del rischio di tasso di interesse che non prevede un'operatività giornaliera sui mercati ma un'analisi e controllo della posizione effettuati periodicamente sulla base di esigenze specifiche. Tale tipologia di gestione prevede pertanto un'operatività sui mercati non a fini di trading bensì orientata alla gestione di medio/lungo periodo con l'obiettivo di copertura dell'esposizione individuata. Acea ha finora scelto di ottimizzare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse scegliendo, di volta in volta, un mix di indebitamento tra tasso fisso e variabile.

Come noto infatti l'indebitamento a tasso fisso consente a un operatore di essere immune al rischio cash flow in quanto stabilizza gli oneri finanziari a conto economico mentre è molto esposto al fair value risk in termini di variazioni del valore di mercato dello stock di debito.

RISCHIO CAMBIO

Il Gruppo non è particolarmente esposto a tale tipologia di rischio che è concentrata sulla conversione dei bilanci delle controllate estere.

A febbraio 2025 è stato rimborsato a scadenza il Private Placement di 20 miliardi di yen, coperto tramite un *cross currency swap*, anch'esso estinto a scadenza.

RISCHIO LIQUIDITÀ

L'obiettivo della gestione del rischio di liquidità per Acea e le società controllate è quello di avere una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione, assicuri un livello di liquidità adeguato ai fabbisogni finanziari nel breve-medio termine, mantenendo un corretto equilibrio tra durata e composizione del debito, anche tenendo conto degli sfidanti obiettivi previsti dal Piano Industriale in termini di sviluppo di nuove iniziative e di M&A.

Il processo di gestione del rischio di liquidità, che si avvale di strumenti di pianificazione finanziaria delle uscite e delle entrate implementati a livello delle singole Società sotto il coordinamento di un apposito presidio di Gruppo, finalizzati a ottimizzare la gestione delle coperture di tesoreria nonché a monitorare l'andamento dell'indebitamento finanziario consolidato, è realizzato sia attraverso la gestione accentrata della tesoreria sia mediante il supporto e l'assistenza fornita alle società controllate e collegate con le quali non sussiste un contratto di finanza accentrata.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito è connesso all'eventualità che una controparte commerciale sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo Acea attraverso apposite procedure, che disciplinano le modalità di gestione delle diverse fasi del processo, redatte in coerenza con la *Credit Policy* di Gruppo e con opportune azioni di mitigazione.

Con riferimento ad Acea Energia SpA, il sistema di *Credit Check*, operativo sui mercati non regolamentati da diversi anni, con il quale vengono sottoposti a verifica attraverso "scorecard" personalizzate, periodicamente aggiornate, tutti i nuovi clienti mass market e small business, è integrato con il sistema di Gestione Utente del Mercato Libero. Nel corso del 2024 sono stati definiti ulteriori adeguamenti ai modelli sottostanti in ottica di recepire le recenti evoluzioni normative dello scenario regolatorio (per esempio Fine del Servizio di Maggiore Tutela) e la conseguente evoluzione delle politiche commerciali della società, che sono stati oggetto di rilascio a inizio 2025. La valutazione dei clienti Large Business è gestita attraverso un workflow approvativo con organi deliberanti coerenti con il livello di esposizione di credito attesa della fornitura. Anche i modelli e gli strumenti per la gestione della clientela Large Business sono stati ottimizzati nel corso degli anni.

La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata nei sistemi di Gestione Utente per i clienti attivi, in funzione delle relative abitudini di pagamento (scorecard andamentali) e, con riferimento ad Acea Energia SpA, attraverso un sistema gestionale dedicato per quelli cessati.

Le strutture delle singole società deputate alla gestione dei crediti sono coordinate dall'unità Credito Corporate di Acea che garantisce il presidio end to end di tutto il processo.

L'attività di gestione massiva dei crediti attivi e dei crediti cessati di importo contenuto è svolta dalle società operative, lasciando all'unità Credito Corporate di Acea SpA, sia la gestione dei clienti cessati di importo rilevante, che l'attività di smaltimento di crediti *non-performing* mediante operazioni di dismissione. Per effetto di tali interventi, il Gruppo Acea negli ultimi anni ha significativamente migliorato la propria capacità di incasso, sia con riferimento al business di

vendita di energia elettrica che a quello di somministrazione idrica. Per quanto riguarda il calcolo del fondo svalutazione crediti, a partire dal 2022, in ragione del difficile contesto macroeconomico caratterizzato principalmente dall'"energy crunch", il Gruppo Acea ha ritenuto opportuno incorporare nella valutazione del rischio di credito un fattore correttivo finalizzato ad anticipare eventuale deterioramento del merito creditizio delle controparti in portafoglio. Tramite "modelli satellite", è stato pertanto introdotto, per le principali società del Gruppo, uno "stress di scenario" nella determinazione dei tassi di unpaid utilizzati per il calcolo della svalutazione delle fatture da emettere, diversificato in funzione del business di riferimento. Nel corso degli esercizi successivi, nonostante il progressivo miglioramento dello scenario macroeconomico e il costante miglioramento della capacità di incasso, tale approccio prudenziale è stato mantenuto nel perdurare di alcuni elementi incertezza derivanti dal contesto internazionale fino a giugno 2025. In fase di chiusura dell'esercizio 2025, il Gruppo Acea, alla luce delle evidenze emerse in merito alle performance di incasso delle principali società e riscontrata resilienza delle stesse rispetto al contesto di riferimento, ha ritenuto opportuno eliminare lo "stress di scenario", confermando il calcolo della perdita attesa derivante dai modelli forward looking di determinazione del Fondo svalutazione crediti.

A conferma di quanto sopra esposto, il ricorso a operazioni di cessione pro-soluto, rotative e spot è stato nel complesso inferiore all'esercizio precedente, e con esso il rischio derivante dalla mancata chiusura delle operazioni citate in termini di impatto sui livelli di indebitamento complessivo.

I crediti commerciali sono esposti in bilancio al netto delle eventuali svalutazioni; si ritiene che il valore riportato esprima la corretta rappresentazione del valore di presunto realizzo del monte crediti commerciali.

RISCHI CONNESSI AL RATING

La possibilità di accesso al mercato dei capitali e alle altre forme di finanziamento nonché i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo da parte delle agenzie di rating. Eventuali riduzioni del merito di credito potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo. L'attuale *rating* di Acea è riportato nella tabella che segue.

Società	Medio-lungo termine	Breve termine	Outlook	Data
Fitch	BBB+	F2	Stabile	03/2024
Moody's	Baa1	n.a.	Stabile	11/2025



**RENDICONTAZIONE
DI SOSTENIBILITÀ**

Indice

RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ

1. INFORMAZIONI GENERALI	76	2. INFORMAZIONI AMBIENTALI	99
1.1 Criteri generali per la Rendicontazione di Sostenibilità e informative in relazione a circostanze specifiche	76	2.1 L'informativa richiesta dalla Tassonomia Europea	99
1.2 La governance	76	2.2 Cambiamenti climatici	106
1.2.1 La sostenibilità nei sistemi di remunerazione	78	2.2.1 Strategia relativa ai cambiamenti climatici	106
1.2.2 La dichiarazione sul dovere di diligenza	80	2.2.2 Le politiche relative ai cambiamenti climatici	107
1.2.3 La gestione del rischio e controlli interni sulla Rendicontazione di Sostenibilità	81	2.2.3 Obiettivi, azioni e risorse relativi ai cambiamenti climatici	107
1.3 Modello di business e catena del valore	82	2.2.4 Metriche relative ai cambiamenti climatici	111
1.3.1 Il modello aziendale	82	2.3 Inquinamento	116
1.3.2 La catena del valore	83	2.3.1 Le politiche relative all'inquinamento	116
1.4 La strategia di sostenibilità	86	2.3.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi all'inquinamento	117
1.5 Le politiche di Gruppo	89	2.3.3 Metriche relative all'inquinamento	118
1.6 Stakeholder engagement	92	2.4 Acque e risorse marine	120
1.7 Processo di doppia rilevanza: impatti, rischi ed opportunità	93	2.4.1 Le politiche relative all'acqua e risorse marine	120
		2.4.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi all'acqua e risorse marine	120
		2.4.3 Metriche relative all'acqua e risorse marine	122
		2.5 Biodiversità ed ecosistemi	124
		2.5.1 Strategia relativa alla tutela della biodiversità e degli ecosistemi	125
		2.5.2 Le politiche relative alla biodiversità e agli ecosistemi	125
		2.5.3 Obiettivi, azioni e risorse relativi alla biodiversità e agli ecosistemi	125
		2.5.4 Metriche relative alla biodiversità e agli ecosistemi	127
		2.6 Uso delle risorse ed economia circolare	128
		2.6.1 Le politiche relative all'uso delle risorse e all'economia circolare	128
		2.6.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi all'uso delle risorse e all'economia circolare	128
		2.6.3 Le metriche relative all'uso delle risorse e all'economia circolare	130



3. INFORMAZIONI SOCIALI	133	4. INFORMAZIONI SULLA GOVERNANCE	153
3.1 Forza lavoro propria	133	4.1 Le politiche relative a cultura e condotta d'impresa	153
3.1.1 Le politiche e i processi relativi alla forza lavoro propria	133	4.2 Gestione dei rapporti con i fornitori	154
3.1.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi alla forza lavoro propria	134	4.3 Gestione della tematica corruzione	155
3.1.3 Metriche relative alla forza lavoro propria	137	4.4 Metriche e obiettivi relativi alla condotta delle imprese	156
3.2 Lavoratori nella catena del valore	143		
3.2.1 Politiche e processi relativi ai lavoratori nella catena del valore	143	5. ANNEX	157
3.2.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi ai lavoratori nella catena del valore	144	5.1 Obblighi di informativa rendicontati	157
3.3 Comunità interessate	145	5.2 Dettaglio KPI economici tassonomia	158
3.3.1 Le politiche ed i processi relativi alle comunità interessate	145	5.3 Elenco degli elementi d'informazione di cui ai principi trasversali e tematici derivanti da altri atti legislativi dell'UE	166
3.3.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi alle comunità interessate	145	5.4 Competenze del Consiglio di Amministrazione	172
3.4 Consumatori e utilizzatori finali	149		
3.4.1 Le politiche e i processi relativi ai consumatori e utilizzatori finali	149		
3.4.2 Obiettivi, azioni e risorse relativi ai consumatori e utilizzatori finali	150		

1. Informazioni generali

1.1 CRITERI GENERALI PER LA RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ E INFORMATIVA IN RELAZIONE A CIRCOSTANZE SPECIFICHE

ESRS 2 BP-1; ESRS 2 BP-2 La presente Rendicontazione di Sostenibilità è redatta in conformità agli standard applicati ai sensi della Direttiva 2022/2464/UE CSRD “Corporate Sustainability Reporting Directive” e del D.Lgs. n. 125/2024 di recepimento nazionale; l’Informativa richiesta dalla Tassonomia inserita nel capitolo delle Informazioni Ambientali è in linea con le specifiche adottate a norma del Regolamento 2020/852 e ss.mm.ii., avendo procrastinato di un anno l’applicazione del Regolamento Delegato 2026/73 approvato a gennaio 2026, come previsto dall’articolo 4 del Regolamento stesso.

La Rendicontazione è redatta su base consolidata, approvata dal Consiglio di Amministrazione di Acea SpA e sottoposta a revisione limitata.

Il perimetro di rendicontazione include la holding e le società consolidate integralmente nel Bilancio d’esercizio. A tale proposito, si segnala che al 23 dicembre 2025 sono state deconsolidate le società di scopo Easolar Srl e Acea Renewable 2 Srl titolari di impianti fotovoltaici. I dati tecnici di competenza di tali società (produzione di energia) sono riportati con riferimento al totale annuale e non sono presenti dati relativi al personale. Nel seguito del documento viene data evidenza delle modifiche dei dati relativi al 2024 rispetto a quanto riportato nella precedente rendicontazione, con indicazione della motivazione (revisione metodologica, correzione del dato o modifiche dell’unità di misura, ecc.). Nello specifico, è stato modificato il dato 2024 relativo ai seguenti indicatori: E1-6 emissioni lorde di tipo Scope 3, E1-6 tasso d’intensità emissiva, E2-4 inquinanti in aria, E2-4 inquinanti in acqua, E3-4 acqua per usi civili, E3-4 tasso di intensità idrica, E5-4 flussi in ingresso, S1-16 gender pay gap (Honduras e Perù).

Come dettagliato nei paragrafi che seguono, la presente rendicontazione ripercorre i contenuti tematici degli standard ESRS - ambientali, sociali e di governance - ed è stata predisposta in sostanziale continuità rispetto all’anno precedente.

In particolare, si segnala che, in conformità con l’atto delegato «Quick Fix», anche nel 2025 sono confermati i phase-in di cui Acea si è già avvalsa nella rendicontazione precedente:

- SBM-1 paragrafo 40, lett. b) e c) ripartizione ricavi totali per settore ESRS
- SBM-3 paragrafo 48, lett. e) sugli effetti finanziari attesi collegati ai rischi, relativamente a E1-9, E2-6, E3-5, E4-6, E5-6

- ESRS S1-7 caratteristiche dei lavoratori non dipendenti
- ESRS S1-11 protezione sociale
- ESRS S1-14 sicurezza sul lavoro dei lavoratori non dipendenti

Inoltre, al fine di migliorare la trasparenza e completezza della rendicontazione, sono stati inseriti alcuni indicatori entity specific significativi per rappresentare le attività del gruppo; tali indicatori sono identificati attraverso un codice progressivo (KPI-ESxx) ed elencati in allegato nel paragrafo 5.1:

- Bilancio Idrico e volumi di acqua trattati delle società che gestiscono il Servizio Idrico Integrato, già inseriti nella Rendicontazione 2024;
- nuovi KPI social relativi a: gender pay gap e ingressi di personale (ESRS S1), violazioni dei diritti umani - lavoro forzato, minorile e condizioni di lavoro (ESRS S2), monitoraggio delle iniziative di stakeholder engagement (ESRS S3), episodi di data breach e contenziosi per pratiche commerciali scorrette (ESRS S4).

Gli indicatori sociali entity specific relativi alle violazioni dei diritti umani, agli episodi di data breach e alle procedure per pratiche commerciali scorrette sono rendicontati anche con riferimento alla catena del valore, anche a supporto del rafforzamento del presidio integrato e responsabile dei fornitori. Con questo obiettivo, gli attori della value chain sono integrati nelle strategie di Acea tramite l’adesione ai principi e alle politiche di gruppo, quali: codice etico, politiche ambientali, diritti umani, acquisti sostenibili, tutela dei consumatori, sicurezza delle informazioni.

Gli attori a monte e a valle sono inoltre coinvolti nell’identificazione di impatti, rischi e opportunità rilevanti per Acea tramite l’analisi di doppia materialità.

Per evitare duplicazioni di dati e informazioni, la presente rendicontazione rinvia ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione per le informazioni in esse già presenti, come il modello aziendale, il contesto di riferimento e i principali rischi e incertezze di mercato. Eventuali ulteriori informazioni per cui viene dato riscontro tramite il riferimento ad altri documenti aziendali sono indicate di volta in volta. Si specifica, infine, che non sono state omesse informazioni oggetto di proprietà intellettuale, risultato d’innovazione e concorrenti sviluppi imminenti o questioni oggetto di negoziazione.

1.2 LA GOVERNANCE **ESRS GOV-1; ESRS GOV-2; ESRS GOV-3**

ESRS 2 GOV-1; ESRS 2 GOV-2 Il Consiglio di Amministrazione di Acea SpA è composto da 13 membri: 7 uomini (54%) e 6 donne (46%); 3 Consiglieri hanno un’età tra i 30 e i 50 anni, mentre i restanti 10 hanno un’età superiore ai 50; 11 Consiglieri (85%) sono qualificati come indipendenti. Un solo Consigliere, ovvero l’Amministratore Delegato, riveste incarichi esecutivi. I Consiglieri vantano esperienze nei settori di attività di Acea, in particolare nei settori energetico, idrico ed ambientale, con esperienze nazionali ed internazionali, come riportato nei CV inseriti negli Annex.

La Corporate Governance

Acea aderisce al Codice di Corporate Governance di Borsa Italiana, garantendo che il proprio sistema di corporate governance sia conforme ai principi e alle raccomandazioni del Codice stesso.

In particolare, l’azione del Consiglio di Amministrazione è improntata al perseguimento del successo sostenibile, che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti.