

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

447/2025/R/EEL

**ORIENTAMENTI PER LA REVISIONE DEI CRITERI DI RICONOSCIMENTO
DEI COSTI RELATIVI AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E DI MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI CHE
SERVONO MENO DI 25.000 PUNTI DI PRELIEVO**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito dei
procedimenti avviati con le deliberazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente 19 marzo 2024, 89/2024/R/EEL

Mercati di incidenza: energia elettrica

14 ottobre 2025

Premessa

Il documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 19 marzo 2024, 89/2024/R/EEL per la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo e fa seguito alla deliberazione 27 dicembre 2024, 585/2024/R/EEL, con cui la conclusione del procedimento avviato con deliberazione 89/2024/R/EEL è stata posticipata al 31 dicembre 2025.

L'adozione del presente documento per la consultazione è necessaria al fine di garantire la conclusione del procedimento di adeguamento della regolazione vigente nel rispetto dei termini previsti dalla deliberazione 27 dicembre 2024, 585/2024/R/eel, ossia entro il 31 dicembre 2025 – rientrando quindi tra gli atti che l'Autorità ha titolo ad adottare nell'attuale regime di proroga, in cui opera ai sensi del decreto legge 3 ottobre 2025, n. 145.

Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in materia di revisione dei criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo, soggette fino all'anno 2025 alla regolazione parametrica disciplinata dalla deliberazione 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL e s.m.i.. In particolare, il documento tratta della durata del periodo oggetto di regolazione e dei criteri di determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto e dei costi di capitale; il documento illustra inoltre gli orientamenti in merito alla struttura della tariffa di riferimento e alle modalità di perequazione.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **7 novembre 2025**, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano
tel. 02.655.65.800
pec: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it***

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo e-mail: rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo e-mail professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	7
1. Quadro regolatorio di riferimento ed elementi di contesto	7
<i>Quadro regolatorio di riferimento</i>	<i>7</i>
<i>Elementi di contesto del servizio di distribuzione dell'energia elettrica: transizione energetica e rinnovo delle concessioni.....</i>	<i>8</i>
2. Struttura del settore della distribuzione dell'energia elettrica	9
3. Struttura del documento e prossimi passi	10
PARTE II ORIENTAMENTI in merito AL PERIODO DI APPLICAZIONE	12
4. Periodo di applicazione	12
PARTE III ORIENTAMENTI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI di distribuzione e misura	12
5. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica	12
<i>Richiami del quadro regolatorio vigente.....</i>	<i>12</i>
<i>Orientamenti dell'Autorità in merito ai criteri di riconoscimento dei costi operativi per l'anno 2026.....</i>	<i>13</i>
<i>Orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di aggiornamento dei costi operativi unitari riconosciuti</i>	<i>16</i>
6. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi per il servizio di misura dell'energia elettrica.....	17
<i>Richiami del quadro regolatorio vigente.....</i>	<i>17</i>
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>17</i>
7. Riconoscimento dei costi di capitale e relativo aggiornamento per il servizio di distribuzione.....	17
<i>Richiami del quadro regolatorio vigente.....</i>	<i>17</i>
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>18</i>
8. Riconoscimento dei costi di capitale e relativo aggiornamento per il servizio di misura	20
<i>Richiami del quadro regolatorio vigente.....</i>	<i>20</i>
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>21</i>
PARTE III ORIENTAMENTI IN MERITO ALLE DETERMINAZIONI TARIFFARIE	22
9. Struttura della tariffa di riferimento	22

<i>Richiami del quadro regolatorio vigente</i>	22
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	22
10. Tempistiche di approvazione delle tariffe di riferimento	22
11. Modalità di perequazione	23
<i>Richiami del quadro regolatorio vigente</i>	23
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	23

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Quadro regolatorio di riferimento ed elementi di contesto

Quadro regolatorio di riferimento

1.1 L'articolo 1, comma 92, della legge 124/17, che ha modificato l'articolo 38 del decreto legislativo 93/11, ha previsto che l'Autorità adeguasse i propri provvedimenti, stabilendo che, per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo (ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 7 della legge 10/91):

- non si applichino le disposizioni di separazione funzionale previste dai commi 1 e 2 del medesimo articolo 38 del decreto legislativo 93/11;
- le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi.

1.2 Conseguentemente, nel corso del quinto periodo di regolazione (2016-2023) l'Autorità ha differenziato i regimi di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici, sulla base del numero di punti di prelievo serviti: un regime tariffario individuale per le imprese di maggiori dimensioni ed un regime tariffario parametrico per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

1.3 In particolare, il regime parametrico introdotto con la deliberazione 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 237/2018/R/EEL) prevede che la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione (tariffa di transizione) fosse determinata per gli anni dal 2018 al 2023 come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando il regime individuale (tariffa d'impresa) e il valore riconosciuto in base al regime parametrico (tariffa parametrica), attraverso il c.d. meccanismo di gradualità, e che a partire dall'anno 2024 si applichi il regime parametrico "puro".

1.4 La deliberazione 237/2018/R/EEL, inoltre, prevedeva una prima revisione del meccanismo nell'anno 2021, successivamente rimandata; tale rinvio è stato necessario a causa delle attività propedeutiche necessarie alla determinazione delle tariffe tramite l'applicazione del criterio parametrico¹.

¹ Propedeuticamente alla determinazione infatti, si sono rese necessarie: una fase di interlocuzione con le imprese per il consolidamento delle informazioni necessarie alle determinazioni tariffarie, la definizione di specifiche modalità operative per la gestione di istanze preliminari alle determinazioni medesime, nonché la formulazione di chiarimenti applicativi della metodologia, effettuati tramite due determine del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (4/2022-DIEU e 8/2022-DIEU). Con la deliberazione 17 ottobre 2023, 472/2023/R/EEL, la deliberazione 1 ottobre 2024, 390/2024/R/EEL, la deliberazione 11 febbraio 2025, 37/2025/R/EEL, la deliberazione 1 luglio 2025, 294/2025/R/EEL e la deliberazione 29 luglio 2025, 368/2025/R/EEL sono state approvate le tariffe di riferimento relative agli anni 2018-2023. Risultano in corso di determinazione le tariffe di riferimento relative alle annualità 2024-2025.

- 1.5 Con il documento di consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL, l'Autorità ha manifestato il proprio orientamento ad effettuare la revisione del meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi nell'ambito di un apposito procedimento da svolgersi nel corso dell'anno 2024, affinché il meccanismo, eventualmente rivisto in esito a tale procedimento, fosse applicato a partire dalle determinazioni tariffarie per l'anno 2025.
- 1.6 Con la deliberazione 19 marzo 2024, 89/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 89/2024/R/EEL), è stato quindi avviato il procedimento per la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 1.7 Con la deliberazione 27 dicembre 2024, 585/2024/R/EEL, (di seguito: deliberazione 585/2024/R/EEL) l'Autorità ha stabilito di prorogare al 31 dicembre 2025 il termine di conclusione del procedimento avviato con la sopra citata deliberazione 89/2024/R/EEL, in considerazione dell'opportunità di acquisire maggiori evidenze sugli effetti tariffari prodotti dal modello in vigore e di poter contare su un quadro completo ed esaustivo di elementi.
- 1.8 A completamento del quadro regolatorio di riferimento va qui ricordato che, per quanto riguarda invece le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con la deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM, l'Autorità ha adottato il testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per il periodo 2024-2031, introducendo la metodologia ROSS-base i cui criteri applicativi per il settore della distribuzione elettrica sono definiti dalla deliberazione 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM.

Elementi di contesto del servizio di distribuzione dell'energia elettrica: transizione energetica e rinnovo delle concessioni

- 1.9 Nell'attuale contesto europeo le imprese distributrici sono chiamate a supportare la transizione energetica per raggiungere gli obiettivi dell'Unione e ad adempiere agli obblighi dei distributori individuati nella Direttiva (UE) 944/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.
- 1.10 Per effetto della transizione energetica, tutte le stime di settore identificano la necessità di una forte crescita degli investimenti rispetto agli anni recenti.
- 1.11 Risulta inoltre importante evidenziare che le concessioni attualmente in essere per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica in Italia hanno scadenza il 31 dicembre 2030, come previsto dal decreto legislativo 79/99 (c.d. Decreto Bersani) e che il medesimo decreto prevede la definizione delle modalità, condizioni e criteri di assegnazione delle nuove concessioni non oltre il quinquennio precedente la scadenza (ossia entro il 31 dicembre 2025).
- 1.12 La Legge 30 dicembre 2024, n. 207 (di seguito: Legge Bilancio 2025) ha, tuttavia, previsto la possibilità di una rimodulazione (per un periodo non superiore a 20 anni) della durata della concessione di distribuzione in essere a seguito dell'approvazione di piani straordinari di investimento pluriennale presentati dalle imprese distributrici (art. 1, comma 52, Legge Bilancio 2025).

- 1.13 Tali piani, secondo la Legge Bilancio 2025, hanno il fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica quale infrastruttura critica e conseguire tempestivamente gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dagli accordi internazionali e dall'Unione Europea per il 2050, nonché di assicurare interventi urgenti volti al rafforzamento della difesa e della sicurezza delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica anche contro i rischi di intrusione illecita e di attacchi informatici e cibernetici.
- 1.14 La Legge Bilancio 2025 ha previsto che, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, su proposta dell'Autorità, siano definiti i termini e le modalità per la presentazione da parte dei concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica di piani straordinari di investimento pluriennale, dettagliando i fini e gli obiettivi minimi che i suddetti piani devono perseguire.
- 1.15 Pertanto, con la deliberazione 5 agosto 2025, 392/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 392/2025/R/EEL) l'Autorità ha formulato la proposta al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica relativa alla predisposizione dei piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione della durata delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica, rimandando al procedimento di revisione della tariffa parametrica, avviato con la deliberazione 89/2024/R/EEL, la valutazione di specifiche modalità di riconoscimento tariffario degli investimenti previsti dai piani straordinari di investimento delle imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

2 Struttura del settore della distribuzione dell'energia elettrica

- 2.1 Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è caratterizzato, sin dalla sua costituzione nell'attuale assetto, dalla presenza di numerosi distributori che operano sul territorio nazionale, con una elevata disomogeneità dimensionale. Nel 2009 (anno di prima istituzione dell'Anagrafica Operatori dell'Autorità), risultavano iscritti ad essa 145 distributori elettrici, di cui 103 servivano meno di 5.000 utenze.
- 2.2 L'Autorità ha introdotto, nei diversi periodi regolatori, specifici strumenti per promuovere i processi di aggregazione tra imprese distributrici. Nel dettaglio:
- a. a partire dall'anno 2008, sono stati previsti meccanismi declinati in termini di premi commisurati ai costi operativi riconosciuti alle imprese che si aggregano². Tali meccanismi hanno avuto un'efficacia contenuta, dal momento che alla fine del 2015 risultavano ancora attive 137 imprese distributrici;
 - b. per il periodo 2019-2023, sono stati approvati nuovi meccanismi di promozione delle aggregazioni³ che includono, oltre a incentivi monetari commisurati ai costi operativi, criteri specifici di valorizzazione del capitale investito, al fine di

² cfr. art. 43 del TIT (Testo integrato delle disposizioni tariffarie per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica) approvato con deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 e art. 36 del TIT approvato con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

³ deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, cfr. articolo 31 dell'Allegato A - TIT e articolo 41 dell'Allegato B - TIME (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica).

tenere altresì conto del problema delle RAB non adeguatamente valorizzate (cd. RAB depresse) che caratterizzano alcune imprese di minori dimensioni. Tali meccanismi hanno avuto una discreta efficacia: ne hanno beneficiato, fino ad agosto 2023, 11 operazioni di aggregazione, ciascuna delle quali ha coinvolto un'impresa che serve almeno 25.000 punti di prelievo ed un'impresa sotto tale soglia;

- c. per il sesto periodo di regolazione (2024-2027), sono stati confermati i meccanismi di promozione delle aggregazioni, introducendo un meccanismo di promozione delle aggregazioni anche tra imprese di maggiori dimensioni⁴.
- 2.3 Ad agosto 2025, risultano iscritte all'Anagrafica Operatori dell'Autorità 116 imprese distributrici, di cui 13 imprese elettriche minori e 80 imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 2.4 Le imprese soggette al regime parametrico per l'anno 2025 servono complessivamente circa 232.000 punti di prelievo, pari allo 0,63% dei punti complessivamente serviti dal sistema (circa 36,8 milioni).
- 2.5 Le imprese in regime parametrico hanno investito complessivamente tra i 15 e i 18 milioni di euro in ciascun anno del periodo 2015-2023 (indicativamente corrispondenti a circa l'1% del totale degli investimenti del settore per ciascun anno); in tale periodo si è registrata una dinamica tendenzialmente decrescente (-17% ca. nel periodo 2015-2022 a prezzi costanti) e un rialzo per l'anno 2023, ultimo anno per cui risultano disponibili i valori a consuntivo (+15% ca nel 2023 rispetto al 2022). Va tuttavia considerato che la dinamica degli investimenti appare significativamente eterogenea per le diverse imprese.

3 Struttura del documento e prossimi passi

- 3.1 Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti finali dell'Autorità con riferimento alla revisione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi attualmente in vigore, sulla base delle analisi svolte.
- 3.2 In particolare, nel contesto regolatorio sopra delineato, il presente documento per la consultazione illustra, nelle parti successive alla presente parte introduttiva, gli orientamenti dell'Autorità in merito a:
- a. periodo di applicazione dei nuovi criteri di riconoscimento parametrico dei costi (Parte II);
 - b. criteri di riconoscimento parametrico dei costi (Parte III);
 - c. tempistiche di approvazione e struttura delle tariffe di riferimento e modalità di perequazione (Parte IV).
- 3.3 L'adozione del presente documento per la consultazione risulta necessaria al fine di garantire il completamento del procedimento avviato con deliberazione 89/2024/R/EEL entro il termine del 31 dicembre 2025. In assenza di tale adozione,

⁴ con la deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL - cfr. articoli 41-43 dell'Allegato A – TIT 6PRDe e articolo 40 dell'Allegato B – TIME 6PRDe.

infatti, non sarebbe definita la regolazione tariffaria per i distributori che servono meno di 25.000 punti di prelievo applicabile dall'anno 2026. Si tratta, pertanto, di un atto dovuto non differibile che rientra tra quelli che l'Autorità è legittimata ad adottare nell'ambito dell'attuale regime di proroga in cui opera ai sensi del decreto-legge 3 ottobre 2025, n. 145.

- 3.4 Tuttavia, occorre anche considerare il fatto che la regolazione tariffaria di cui sopra dovrà essere adottata entro la fine del corrente anno, ossia in sostanziale concomitanza con il termine previsto dal citato decreto-legge per il completamento del procedimento di nomina del nuovo Collegio dell'Autorità. Poiché suddetta regolazione tariffaria è destinata ad applicarsi per un periodo temporale pluriennale (sino al 2031), l'Autorità ritiene che sia coerente col principio di buon andamento della pubblica amministrazione, e rispondente a logiche di correttezza istituzionale, prevedere comunque sin d'ora che, entro la fine del primo anno di applicazione (ossia entro il 31 dicembre 2026), l'Autorità possa rivedere – previa consultazione – la suddetta regolazione tariffaria, anche nei suoi criteri principali e nei fondamentali della sua impostazione.

PARTE II

ORIENTAMENTI IN MERITO AL PERIODO DI APPLICAZIONE

4 Periodo di applicazione

- 4.1 L'Autorità intende proporre una durata di applicazione della metodologia di riconoscimento dei costi oggetto della presente consultazione fino all'anno 2031.
- 4.2 Tale orizzonte temporale consente di allineare, per tutte le imprese distributrici, le tempistiche di revisione dei criteri tariffari, prevedendo anche per i criteri parametrici lo stesso orizzonte della regolazione tariffaria basata sulla metodologia ROSS la cui durata è prevista fino all'anno 2031.
- 4.3 Limitatamente al riconoscimento dei costi di capitale del servizio di distribuzione, l'Autorità è orientata a prevedere una revisione dei criteri di riconoscimento in un orizzonte temporale più breve, pari a 2 anni, nelle more del completamento della disciplina prevista dalla Legge Bilancio 2025 relativa alla rimodulazione della durata delle concessioni. Si ritiene, infatti, che ciò consenta che i meccanismi di riconoscimento dei costi di capitale possano essere adeguati alla prossima evoluzione della normativa primaria relativa alle concessioni.

S I. Osservazioni in merito all'orientamento dell'Autorità relativo al periodo di applicazione della metodologia di riconoscimento dei costi oggetto del presente documento di consultazione.

PARTE III

ORIENTAMENTI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E MISURA

5 Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Richiami del quadro regolatorio vigente

- 5.1 Il comma 2.1 della deliberazione 237/2018/R/EEL dispone che il costo operativo unitario (espresso in euro per punto di prelievo) per il servizio di distribuzione, incluso il servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice in regime parametrico, sia determinato nel primo anno di applicazione (anno 2018), sulla base del costo medio e del valore delle variabili: energia distribuita e densità. In particolare, nel caso in cui la variabile densità presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *cap* e *floor* per la variabile.

- 5.2 Sempre ai fini del riconoscimento dei costi operativi, il comma 2.3 della medesima deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che le imprese che abbiano un livello di densità inferiore al *floor* fissato pari a 21 utenti/km, possano presentare istanza per il riconoscimento del livello di densità effettivo, qualora dispongano di cartografia asseverata da perizia indipendente attestante la consistenza delle reti.
- 5.3 Il comma 3.1 della medesima deliberazione stabilisce che per gli anni successivi tale costo unitario sia aggiornato attraverso il meccanismo del *price cap*.

Orientamenti dell'Autorità in merito ai criteri di riconoscimento dei costi operativi per l'anno 2026

- 5.4 L'Autorità intende impostare la revisione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi operativi in continuità con quanto effettuato nel precedente periodo di regolazione, con l'obiettivo di limitare gli elementi di discontinuità tariffaria, tenendo conto di una sostanziale stabilità nella struttura di costo che caratterizza le imprese del settore.
- 5.5 A tal fine, sono state sviluppate specifiche analisi anche con il supporto del Politecnico di Torino, i cui esiti sono sintetizzati in un rapporto riportato in Appendice al presente documento.
- 5.6 Le analisi si sono basate sui dati contabili e dati relativi a grandezze tecnico-fisiche dichiarati da ciascuna impresa nei Conti Annuali Separati (CAS), sui dati dichiarati nei sistemi di raccolta RAB e Volumi di servizio erogati e sulle grandezze tariffarie disponibili all'Autorità. Nell'analisi di queste informazioni, sono stati riscontrati alcuni dati apparentemente non coerenti che, ove possibile, sono stati bonificati.
- 5.7 In particolare, con l'obiettivo di valutare la struttura dei costi delle imprese distributrici, alla luce della letteratura economica in merito alla stima delle funzioni di costo e dei dati disponibili, è stata svolta un'analisi di costo medio operativo, tramite la stima di funzione di costo di tipo Cobb-Douglas, considerando le medesime variabili della deliberazione 237/2018/R/EEL e utilizzando dati relativi al periodo 2016-2022, ultimo anno per cui risultavano disponibili i dati CAS al momento dell'inizio della revisione.
- 5.8 Nei modelli di regressione utilizzati, la variabile dipendente scelta è il costo operativo unitario (per punto di prelievo), calcolato in funzione delle voci di costo riconoscibile riportate nello schema di conto economico presente nei CAS; le variabili indipendenti considerate riguardano, invece, i prezzi dei fattori produttivi (lavoro e altri fattori), i volumi (energia distribuita) e la densità di utenza.
- 5.9 Più in dettaglio, le variabili indipendenti incluse nel modello di stima dei costi operativi per punto di prelievo sono:
- prezzo del lavoro (p_L): calcolato come rapporto tra costo per personale (dichiarato nel prospetto di conto economico dei CAS) e forza lavoro media (dichiarata nel prospetto relativo alle grandezze tecnico fisiche dei CAS);
 - prezzo degli altri fattori (p_A): calcolato come rapporto tra costo dei fattori di produzione diversi dal lavoro (ricavati dal prospetto di conto economico dei CAS) e punti di prelievo (dichiarati nelle raccolte dati Volumi di servizio erogati);

- energia: energia elettrica distribuita, espressa in kWh (dichiarata nelle raccolte dati Volumi di servizio erogati);
- densità di utenza: calcolata come rapporto tra i punti di prelievo (al netto dei punti relativi dell'illuminazione pubblica) e i km di rete (indipendentemente dal livello di tensione, dichiarati nella raccolta dati Volumi di servizio erogati).

5.10 La funzione di costo medio unitario risulta avere la seguente specificazione, incluse le variabili dummy per ciascun anno per catturare gli effetti fissi:

$$\ln\left(\frac{C_{unit}^{opex}}{p_L}\right) = const^{op} + \beta_1^{op} \ln \frac{p_A}{p_L} + \alpha_1^{op} \ln Energia + \alpha_2^{op} \ln Densità + \varepsilon_i$$

5.11 La successiva Tabella 1 riporta il valore assunto dai coefficienti nella regressione.

Tabella 1 – Coefficienti regressione costi operativi

$const^{op}$	β_1^{op}	α_1^{op}	α_2^{op}	R^2	Oss.
0,732***	0,781***	-0,0808***	-0,169***	0,86	306

*** p<0,01,** p<0,05,* p<0,1

- 5.12 Attraverso questa stima è stato esplorato l'effetto delle variabili esogene sul livello di costo operativo unitario medio, rappresentato dal coefficiente stimato per ciascuna variabile. Le analisi confermano l'effetto positivo e significativo sul costo operativo unitario del prezzo dei fattori e mostrano un effetto negativo e significativo del quantitativo di energia distribuita e della densità di utenza.
- 5.13 L'Autorità, coerentemente con i criteri di riconoscimento dei costi attualmente vigenti definiti con deliberazione 237/2018/R/EEL, ritiene opportuno non differenziare i riconoscimenti dei costi operativi in funzione della dimensione delle imprese. Pertanto, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti è orientata a valorizzare i prezzi dei fattori produttivi con valori medi di settore.
- 5.14 A tal proposito, l'Autorità è orientata a calcolare i valori medi del prezzo del lavoro e del prezzo degli altri fattori, rispettivamente $\bar{p}_L$ e $\bar{p}_A$, a partire dai valori degli stessi utilizzati ai fini del calcolo delle funzioni di costo utilizzate nella 237/2018/R/EEL, applicando la variazione che le medesime variabili hanno subito in media (per le osservazioni disponibili nei CAS) tra l'anno 2015 e l'anno 2022, ultimo anno disponibile.
- 5.15 Pertanto, per il prezzo medio del lavoro, al valore utilizzato ai fini del calcolo delle funzioni di costo utilizzate nella deliberazione 237/2018/R/EEL (pari a 59.000 euro) è stata applicata una variazione del 12,52%, mentre al prezzo degli altri fattori (pari a 68 euro) è stata applicata una variazione del -6,48%. I valori risultanti sono espressi a prezzi correnti 2022 e verranno rivalutati a prezzi 2026 tramite il tasso di variazione annua dei prezzi per il periodo 2022-2026. A tal proposito, al momento risultano disponibili i valori di variazione dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di

operai e impiegati rilevato dall'Istat per gli anni 2023 e 2024, mentre per gli anni 2025 e 2026 sono state utilizzati i valori attesi pubblicati dalla Banca d'Italia nel Bollettino economico 3-2025. I valori sono riassunti nella seguente Tabella 2.

Tabella 2: variazione dell'indice dei prezzi al consumo

Anno	Tasso di variazione	Indicatore - Fonte
2023	5,4%	FOI - Istat
2024	0,8%	FOI - Istat
2025	1,5%	IPCA -BdI Boleco 3-2025, pag. 26
2026	1,5%	IPCA -BdI Boleco 3-2025, pag. 26

- 5.16 Coerentemente con gli orientamenti proposti, il costo unitario riconosciuto per ciascuna impresa è calcolabile come di seguito illustrato:

$$C_{unit,t}^{opex} = \Gamma^{opex} * Energia_{t-1}^{\alpha_1^{op}} * Densità_{t-1}^{\alpha_2^{op}}$$

- 5.17 In continuità con le previsioni della deliberazione 237/2018/R/EEL (articolo 2) l'Autorità è orientata a confermare l'applicazione di un *floor* e di un *cap* alla variabile densità di utenza, individuando il valore di 15 utenti/km di rete come *floor* e 54 utenti/km di rete come *cap*, corrispondenti rispettivamente al 25esimo e al 90esimo percentile della distribuzione della variabile densità del campione utilizzato. Coerentemente con le previsioni vigenti, l'Autorità intende prevedere che le imprese che abbiano un livello di densità inferiore al *floor* possano presentare istanza per il riconoscimento del livello di densità effettivo, qualora dispongano di cartografia asseverata da perizia indipendente attestante la consistenza delle reti, secondo le modalità disciplinate dalla determina 4/2022-DIEU. L'Autorità è orientata a tenere in considerazione anche per il nuovo periodo di applicazione gli effetti delle istanze di riconoscimento del livello di densità effettiva, già presentate e accolte negli anni precedenti.

- 5.18 Il parametro Γ^{opex} sintetizza le considerazioni e le quantificazioni emerse dalle analisi svolte a livello di settore descritte nei paragrafi precedenti e risulta così determinato:

$$\Gamma^{opex} = \bar{p}_L * e^{Const^{op}} * \left(\frac{\bar{p}_A}{\bar{p}_L} \right)^{\beta_1^{op}}$$

dove $Const^{op} = 0,732$; $\beta_1^{op} = 0,781$; $\bar{p}_A = 64$ (a prezzi 2022); $\bar{p}_L = 66.385$ (a prezzi 2022)

- 5.19 Conseguentemente, il costo operativo unitario per punto di prelievo per l'anno 2026, considerando le variazioni attese dell'inflazione di cui al precedente paragrafo 5.15, è così calcolabile:

$$C_{unit,t}^{opex} = 663,16523 * Energia_{t-1}^{-0,0808} * Densità_{t-1}^{-0,169}$$

Orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di aggiornamento dei costi operativi unitari riconosciuti

- 5.20 L'Autorità è orientata a proporre, in coerenza con la metodologia di aggiornamento attualmente vigente, che il costo operativo unitario calcolato per l'anno 2026 secondo la formulazione illustrata al precedente punto 5.19 venga aggiornato annualmente tramite il meccanismo del *price cap*.
- 5.21 In particolare, l'Autorità è orientata a considerare gli effetti inflattivi tramite l'utilizzo del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dall'anno $t-1$ all'anno t rilevato dall'Istat, al fine di riconoscere nella tariffa relativa all'anno t le variazioni di inflazione registrate fino al medesimo anno t , in analogia con i criteri previsti nella regolazione ROSS.
- 5.22 Con riferimento al tasso di recupero di efficienza (*X-factor*) l'Autorità è orientata a fissare un valore pari a zero, considerando che una richiesta di efficientamento alle imprese è implicita nell'utilizzo di un prezzo medio di settore calcolato considerando i valori di tutte le imprese distributrici, al fine di riflettere economie di scala.
- 5.23 L'Autorità, con finalità di monitoraggio dei costi effettivi sostenuti dalle imprese è orientata a richiedere anche alle imprese distributrici che servono fino a 25.000 punti di prelievo la compilazione del prospetto "Grandezze Monetarie - informazioni tariffarie", nell'ambito delle raccolte dati CAS, in cui l'impresa stessa è chiamata a dare una corretta perimetrazione dell'andamento dei costi operativi relativi alla gestione caratteristica e ricorrenti e di quelli non riconoscibili dalla regolazione in quanto non ricorrenti, di carattere straordinario o capitalizzati, secondo le modalità illustrate nell'Appendice E del Manuale di Contabilità Regolatoria⁵. Le informazioni raccolte consentiranno all'Autorità di disporre di maggiori dati di dettaglio al fine di valutare, nel corso dell'attuale periodo di regolazione, l'andamento dei costi operativi sostenuti dalle imprese di minore dimensione in previsione delle prossime revisioni dei meccanismi tariffari.

S 2. Osservazioni in merito al criterio di riconoscimento dei costi operativi unitari.

S 3. Osservazioni in merito alle modalità di aggiornamento dei costi operativi unitari.

⁵ Si veda il Manuale di Contabilità Regolatoria per la redazione dei conti annuali separati di cui all'Allegato A alla deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM (TIUC) – edizione 2024, versione 10.1 del 16/09/2025, al seguente link:

https://www.arera.it/fileadmin/allegati/operatori/raccolte_dati/manuali/2024/Manuale_di_contabilita_regolatoria_2024.pdf

6 Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi per il servizio di misura dell'energia elettrica

Richiami del quadro regolatorio vigente

- 6.1 Con riferimento alle imprese in regime parametrico le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL e del TIME prevedono che la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi per il servizio di misura sia pari alla quota parte a copertura dei costi operativi della tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc(INS-RAV) definita per ciascuna tipologia contrattuale.

Orientamenti dell'Autorità

- 6.2 L'Autorità è orientata a prevedere, in continuità di criteri, che la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi per il servizio di misura sia posta pari al valore della quota parte a copertura dei costi operativi della tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc(INS-RAV).

7 Riconoscimento dei costi di capitale e relativo aggiornamento per il servizio di distribuzione

Richiami del quadro regolatorio vigente

- 7.1 Il comma 2.2 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che il costo di capitale unitario per il servizio di distribuzione, incluso il servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, riconosciuto alle imprese in regime parametrico, nell'anno t , espresso in euro per punto di prelievo, sia determinato, distintamente per tipologia di territorio servito (montano o non montano) considerando le variabili Energia, Densità e Vetustà (variabile che misura parametricamente l'anzianità delle immobilizzazioni nette delle imprese).
- 7.2 L'articolo 3 della medesima deliberazione dispone le modalità di aggiornamento annuale del costo di capitale unitario, tenendo conto della variazione delle variabili Energia, Densità e Vetustà riferite all'anno $t-2$ (prevedendo un degrado sulla base di una vita utile convenzionale fissata pari a 25 anni) e del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 7.3 Inoltre, il comma 3.4 della medesima deliberazione prevede che i costi di capitale possano essere aggiornati annualmente tenendo anche conto di un fattore correttivo g , attivabile su istanza, al fine di adeguare, mediante logiche parametriche, il costo riconosciuto a seguito di eventi eccezionali riconducibili a: a) obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità; b) investimenti in alta tensione (ivi inclusi gli investimenti in cabine primarie) per i quali le imprese ne attestino la necessità ai fini del funzionamento della rete; c) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete; d) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili.
- 7.4 L'articolo 3bis della deliberazione 237/2018/R/EEL, con particolare riferimento alle istanze di attivazione del fattore correttivo g , oltre a fissare i requisiti di ammissibilità

degli investimenti al riconoscimento tariffario specifico, nel caso di valutazione positiva delle istanze, prevede un riconoscimento puntuale degli investimenti.

Orientamenti dell'Autorità

- 7.5 L'Autorità è orientata a prorogare per gli anni 2026 e 2027 le modalità di aggiornamento dei costi di capitale contenute nella deliberazione 237/2018/R/EEL, salvo introdurre la riduzione del *lag* regolatorio, ossia basare la determinazione del costo di capitale unitario per l'anno t sulle variabili relative all'anno $t-1$, considerando un indice di rivalutazione del capitale⁶ con base 1 per l'anno $t-1$.
- 7.6 Come già accennato nel precedente capitolo 4, si ritiene opportuno non introdurre al momento discontinuità tariffarie in attesa della completa definizione del quadro normativo in merito all'assetto del servizio di distribuzione.
- 7.7 Risulta, infatti, ancora in corso di definizione la disciplina relativa alla rimodulazione della durata delle concessioni per il servizio di distribuzione in relazione alla quale l'Autorità, come richiamato nella parte introduttiva, ha formulato una proposta al fine dell'emanazione del decreto che definirà termini e modalità per la presentazione da parte dei concessionari di piani straordinari di investimenti pluriennali.
- 7.8 In tale proposta, l'Autorità ha anche segnalato la possibilità di tener conto delle specificità di taluni operatori del settore quali le imprese di minore dimensione, che potrebbero comportare deroghe alla disciplina dettata dalla Legge Bilancio.
- 7.9 L'evoluzione della disciplina relativa alle concessioni, infatti, trova fondamento nell'esigenza sistemica di incremento degli investimenti infrastrutturali prevedendo la rimodulazione della durata delle concessioni del servizio di distribuzione a fronte della presentazione da parte delle imprese concessionarie di un piano straordinario di investimenti finalizzati a migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica.
- 7.10 Tali obiettivi, tuttavia, dovranno essere declinati sulla base delle specifiche esigenze delle reti in essere e dei territori serviti da ciascun distributore e al momento l'Autorità non dispone nel dettaglio delle informazioni inerenti agli investimenti che potranno essere pianificati ed effettuati da ciascuna impresa.
- 7.11 Conseguentemente, l'Autorità è orientata, propedeuticamente al perfezionamento dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di distribuzione, ad attivare un monitoraggio del *trend* degli investimenti effettuati dalle imprese di minori dimensioni che, dai dati a disposizione, sembra abbia cominciato a crescere dall'anno 2023 (cfr. punto 2.5), e valutare gli impatti in termini tariffari che l'attuale meccanismo parametrico potrebbe avere alla luce del prossimo decreto relativo alle concessioni in maniera da rivedere, se necessario, in modo mirato gli attuali criteri di riconoscimento dei costi di capitale.

⁶ Tale indice è pari al valore dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat, coerentemente con la deliberazione 27 marzo 2025, 130/2025/R/COM, come pubblicato nella tabella 1 del TIT 6PRDe (valore anno t ex post).

- 7.12 Ciò anche in conseguenza degli elementi emersi dalle osservazioni pervenute al documento di consultazione 5 giugno 2025, 238/2025/R/EEL, relativo alla disciplina dei piani straordinari di investimento legati alla rimodulazione delle concessioni, nell'ambito delle quali, alcuni soggetti hanno evidenziato che i meccanismi attualmente in essere potrebbero ostacolare la pianificazione e la realizzazione di investimenti straordinari che potrebbero non venire adeguatamente riconosciuti.
- 7.13 Pertanto, l'Autorità è orientata a definire i criteri di riconoscimento dei costi di capitale una volta disponibile la disciplina riferita ai piani straordinari di investimento per le imprese di minori dimensioni e tenendo conto del monitoraggio dell'andamento degli investimenti.
- 7.14 Nell'ambito della revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per la distribuzione, l'Autorità, potrebbe ritenere opportuno individuare differenti criteri di riconoscimento parametrici che consentano una maggior *cost reflectivity* per consentire la copertura degli investimenti alle imprese che effettivamente saranno coinvolte nel raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica e nella definizione di piani straordinari.
- 7.15 L'attuale logica parametrica concepita in un momento caratterizzato da esigenze sistemiche differenti, peraltro mediata dall'indice vetustà, ancorché accompagnata da un fattore correttivo per investimenti con caratteristiche particolari, risulta infatti maggiormente adeguata in un contesto di investimenti per lo più di mantenimento o di sostituzione ma potrebbe mostrare alcuni limiti qualora, in esito alle nuove esigenze ritenute meritevoli dal legislatore, la necessità di investimenti nell'ambito delle diverse reti in concessione cominciasse a mostrarsi significativamente disomogenea.
- 7.16 Nelle more della complessiva revisione di cui ai punti precedenti, l'Autorità è orientata a confermare, altresì, l'applicazione del fattore correttivo *g*, come definito dall'articolo 3bis della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 7.17 In tale ambito, in esito all'esperienza applicativa e tenuto conto delle osservazioni pervenute da alcuni distributori che hanno formulato istanza di riconoscimento del fattore correttivo *g*, l'Autorità è orientata a proporre che il riconoscimento dei costi indotti da richieste di connessione di impianti di produzione possa essere richiesto anche senza la sussistenza del requisito di cui al comma 3bis.5 della deliberazione 237/2018/R/EEL, lettera a) relativo al rapporto tra la potenza degli impianti di produzione e la potenza di trasformazione della cabina primaria cui è sottesa la rete. Si ritiene, infatti, che le specificità dei territori serviti, frequentemente localizzati in zone montane con linee in media tensione scarsamente magliabili e controalimentabili tra loro in caso di guasti, possono comportare la necessità di specifici investimenti addizionali su singoli *feeder* MT a seguito di richieste di connessione, tali da giustificare il riconoscimento puntuale dei costi di connessione. D'altro canto, la significativa presenza di generazione può essere attestata anche dal criterio relativo all'occorrenza di ore di inversione di flusso.

<i>S 4. Osservazioni in merito alle proposte di revisione del criterio di riconoscimento dei costi di capitale e relative modalità di aggiornamento.</i>

8 Riconoscimento dei costi di capitale e relativo aggiornamento per il servizio di misura

Richiami del quadro regolatorio vigente

- 8.1 L'articolo 7 della deliberazione 237/2018/R/EEL e il TIME prevedono che, anche con riferimento alla quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale, la tariffa di riferimento per il servizio di misura relativa a punti di misura effettivi in altissima, alta e media tensione sia pari alla tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc definita per le suddette tipologie contrattuali.
- 8.2 Con riferimento ai costi di capitale per il servizio di misura in bassa tensione, la regolazione vigente prevede invece il riconoscimento dei costi secondo le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL, salvo quanto previsto dalla deliberazione 106/2021/R/EEL con riferimento al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G.
- 8.3 L'articolo 7 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che la quota parte a copertura dei costi di capitale in bassa tensione sia determinata sulla base di un profilo di installazione convenzionale dei misuratori valorizzato a un costo unitario medio di settore, relativo a misuratore e telegestore, pari a 126 euro/misuratore (a prezzi correnti 2014). Il profilo di installazione convenzionale viene ricostruito sulla base del numero di misuratori installati al 31/12/2014, applicando per gli anni successivi al 2014 un fattore di *turn over* pari al 2%. I costi di capitale in bassa tensione, per immobilizzazioni diverse dai misuratori elettronici e dai sistemi di telegestione, sono riconosciuti forfetariamente tramite una maggiorazione dell'1,5% dei costi di capitale.
- 8.4 Le suddette disposizioni sono integrate dall'articolo 3 della deliberazione 106/2021/R/EEL, secondo cui a partire dal 1° gennaio 2022 le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno l'obbligo di installare e di mettere in servizio, anche con funzionamento transitorio in modalità 1G, solo misuratori predisposti alle funzionalità 2G⁷.
- 8.5 Ai sensi della deliberazione 106/2021/R/EEL, Per ciascun anno il valore delle immobilizzazioni lorde è determinato sulla base del numero di misuratori 2G riconoscibili⁸, valorizzati attraverso un costo unitario di riferimento pari a 145 euro/misuratore 2G messo in servizio (a prezzi correnti 2021), ad eccezione delle imprese distributrici che abbiano evidenziato problemi di retrocompatibilità, per le quali il costo unitario di riferimento è pari a 150 euro/misuratore 2G messo in servizio (a prezzi correnti 2021).

⁷ Per le imprese distributrici che hanno riscontrato problemi di retrocompatibilità tra i misuratori 2G e i sistemi di *smart metering* 1G precedentemente installati, il termine è fissato al 1° gennaio 2023.

⁸ Ai sensi dell'articolo 5.3, il numero di misuratori 2G riconoscibili in ciascun anno *t* è pari alla somma dei misuratori 2G di prima messa in servizio nell'anno *t* in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, dei misuratori 2G di prima messa in servizio nell'anno *t* per nuovi punti e dei misuratori 2G messi in servizio nell'anno *t* in sostituzione di misuratori 2G già installati, questi ultimi entro un limite massimo pari all'1,2% del numero di misuratori 2G attivi al 31 dicembre dell'anno medesimo.

- 8.6 Il capitale investito netto ricostruito convenzionalmente come sopra indicato è ammortizzato secondo una vita utile convenzionale di 15 anni e opportunamente rivalutato.

Orientamenti dell'Autorità

- 8.7 L'Autorità è orientata a riconoscere i costi di capitale per il servizio di misura in continuità con le modalità fino ad ora applicate, intervenendo limitatamente all'adeguamento del *lag* regolatorio.
- 8.8 Pertanto, coerentemente con il trattamento dei costi di capitale per le imprese distributrici in regime ROSS, l'Autorità è orientata a proporre che il riconoscimento di tali costi (sia in termini di remunerazione che di ammortamento) avvenga con un *lag* regolatorio di un anno anziché due anni, ossia considerando per la tariffa dell'anno t , il capitale investito fino all'anno $t-1$.
- 8.9 Per quanto riguarda il trattamento dell'inflazione, l'Autorità è orientata a considerare ai fini della determinazione dei livelli tariffari dell'anno t , un indice di rivalutazione del capitale con base 1 per l'anno $t-1$, pari al valore dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat, coerentemente con la deliberazione 130/2025/R/COM, come pubblicato nella tabella 1 del TIT 6PRDe (valore anno t *ex post*)

<i>S 5. Osservazioni sugli orientamenti proposti per l'aggiornamento dei costi di capitale per il servizio di misura dell'energia elettrica</i>
--

PARTE III

ORIENTAMENTI IN MERITO ALLE DETERMINAZIONI TARIFFARIE

9 Struttura della tariffa di riferimento

Richiami del quadro regolatorio vigente

- 9.1 L'articolo 29 della deliberazione 497/2023/R/COM disciplina la semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici soggette alla regolazione ROSS, con particolare riferimento, per quanto qui rileva, alla:
- definizione delle tariffe di riferimento definitive, in euro per punto di prelievo servito, senza più prevedere una differenziazione di parametri tariffari per tipologie contrattuali;
 - eliminazione, nell'ambito della tariffa di misura, del dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica (ins e rav), sia nelle tariffe di riferimento che nella tariffa per l'uso delle infrastrutture.

Orientamenti dell'Autorità

- 9.2 In coerenza con la semplificazione della struttura tariffaria introdotta nelle tariffe di riferimento per le imprese di maggiori dimensioni, l'Autorità è orientata a proporre anche con riferimento alle imprese in regime parametrico:
- l'unificazione dei perimetri di distribuzione e di misura nella definizione delle tariffe di riferimento;
 - la definizione in euro per punto di prelievo servito delle tariffe stesse, ivi incluse le tariffe di misura poste pari alle tariffe per l'uso delle infrastrutture nei precedenti orientamenti, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali;
 - l'eliminazione, nell'ambito della tariffa di misura, del dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica (ins e rav).

<i>S 6. Osservazioni in merito alle proposte di semplificazione della struttura tariffaria.</i>
--

10 Tempistiche di approvazione delle tariffe di riferimento

- 10.1 Il comma 21.1 del TIT prevede, per le imprese in regime tariffario parametrico, che l'Autorità definisca e pubblichi entro il 31 marzo dell'anno t , le tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di distribuzione per il medesimo anno t .
- 10.2 Tale tempistica è compatibile con il *lag* regolatorio pari a 2 (vale a dire in tariffa t vengono considerate le variabili di scala relative all'anno $t-2$) attualmente incluso nelle tariffe di riferimento determinate ai sensi della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 10.3 L'accorciamento del *lag* regolatorio proposto nella precedente Parte II fa sì che la tariffa di riferimento sia basata sulle variabili (energia, densità e vetustà) relative

all'anno $t-1$, che le imprese dichiarano a titolo consuntivo nelle raccolte RAB EE e Volumi di servizio nell'anno t .

- 10.4 Conseguentemente, per disporre delle variabili necessarie alla determinazione tariffaria, l'Autorità intende proporre che la tariffa di riferimento dell'anno t venga definita e pubblicata entro il 31 marzo dell'anno $t+1$.

S 7. Osservazioni in merito alle tempistiche di approvazione delle tariffe di riferimento

11 Modalità di perequazione

Richiami del quadro regolatorio vigente

- 11.1 Al fine di gestire il *tariff decoupling* tra tariffe di riferimento e tariffe per l'uso delle infrastrutture relative al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica la regolazione prevede un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, definito all'articolo 36 del TIT.
- 11.2 L'articolo 38 del TIT prevede inoltre che per le imprese distributrici in regime tariffario parametrico, con riferimento alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e misura, siano previsti meccanismi di acconto a partecipazione facoltativa. In particolare, gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t , sono fissati pari al 90% del valore dell'ammontare di perequazione definito in relazione alla tariffa per l'anno $t-1$ e sono erogati, nell'anno t in tre rate bimestrali a partire dalla fine del mese di giugno. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.

Orientamenti dell'Autorità

- 11.3 L'Autorità intende confermare per le imprese soggette al regime tariffario parametrico il meccanismo di perequazione di cui all'articolo 36 e la possibilità di partecipare ai meccanismi di acconto.
- 11.4 Le proposte illustrate implicano degli aggiustamenti nelle modalità di determinazione degli acconti. In particolare, l'Autorità è orientata a proporre che con riferimento alla tariffa per l'anno t :
- a. gli acconti, siano fissati pari al 90% del valore dell'ammontare del saldo di perequazione stimato sulla base della tariffa di riferimento dell'anno $t-1$ e dei volumi a consuntivo dell'anno $t-2$ (ossia sulla base delle informazioni a consuntivo più recenti disponibili al momento dell'erogazione degli acconti);
 - b. tali acconti siano erogati in due rate entro la fine dell'anno t (in analogia a quanto previsto per le imprese in regime ROSS);
 - c. il saldo sia previsto entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$ (ossia quando saranno disponibili a consuntivo le variabili dell'anno t).
- 11.5 A titolo di esempio, secondo gli orientamenti proposti nel presente documento, la tariffa di riferimento definitiva dell'anno 2026 viene determinata entro il 31 marzo 2027. Ai fini perequativi:

- a. l'impresa può partecipare a un meccanismo di acconti, erogati in due rate entro la fine del 2026. Tali acconti saranno pari al 90% della stima del saldo di perequazione 2025, pari alla differenza tra i ricavi ammessi 2025 (volumi 2024 * tariffe di riferimento definitiva 2025) e i ricavi effettivi 2025 (volumi 2024 * tariffe per l'uso delle infrastrutture 2025);
 - b. entro la fine del 2027, è previsto il calcolo degli importi di perequazione 2026 determinato sulla base dei ricavi effettivi 2026 (volumi 2026* tariffa per l'uso delle infrastrutture 2026) e dei ricavi ammessi 2026 (volumi 2026*tariffa di riferimento definitiva 2026) ed il calcolo del saldo per le imprese che partecipano al meccanismo di acconti.
- 11.6 Restano invariate le disposizioni riguardanti il meccanismo di perequazione relativo ai costi di trasmissione e i relativi acconti.

<i>S 8. Osservazioni in merito agli orientamenti per la definizione dei meccanismi di acconto delle perequazioni.</i>
--