
DCO 332/2025/R/EEL

**“ORIENTAMENTI PER
L’AGGIORNAMENTO DELLA
REGOLAZIONE OUTPUT-BASED DEI
SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL’ENERGIA ELETTRICA, A PARTIRE
DAL 1° GENNAIO 2026”**

OSSERVAZIONI UTILITALIA

S1. Osservazioni su eventuali nuovi meccanismi incentivanti le prestazioni delle reti di distribuzione e su altri aspetti di regolazione output-based non trattati puntualmente nei successivi capitoli.

Si condivide la proposta di prevedere una nuova finestra temporale per il meccanismo di incentivazione ex art. 80 del TIQD. A tal riguardo, si ritiene essenziale che le modalità di applicazione della nuova finestra siano chiarite preventivamente e con adeguato anticipo, al fine di consentire un'efficace programmazione da parte degli Operatori. Inoltre, si suggerisce di valutare l'opportunità di ammettere interventi con un orizzonte temporale di realizzazione più ampio rispetto a quanto attualmente previsto dalla regolazione.

In tema di energia reattiva, si condivide la proposta di ARERA di estendere il periodo di annullamento dei corrispettivi. Considerate le interlocuzioni tutt'ora in corso con Terna e con la stessa ARERA, finalizzate a dirimere univocamente tutti gli aspetti utili a una risoluzione concreta e utile del fenomeno delle immissioni di energia reattiva, si propone di valutare un'estensione a 48 mesi (in luogo dei 36 mesi proposti nel DCO), periodo che consentirebbe ad ARERA di completare il quadro regolatorio e ai DSO di pianificare e realizzare – dove necessario – gli interventi tecnici utili al riguardo.

In tale contesto, si coglie l'occasione per ribadire la necessità – più volte rappresentata - che ARERA provveda a completare il quadro regolatorio in tempi rapidi, così da superare il contesto di incertezza nel quale i DSO devono operare. In particolare, si richiama l'urgenza di definire il trattamento tariffario delle immissioni di energia reattiva in aree non omogenee e di approvare i criteri di riporto delle misure in AT oggetto di una proposta congiunta DSO-TSO presentata nel marzo 2024. Si ritiene, infatti, necessario integrare il sistema di deroghe con strumenti che tengano conto di specificità locali attualmente non considerate, quali i casi in cui l'immissione di reattiva nella RTN non genera criticità di tensione. Anche in queste situazioni, come più volte rappresentato, si propone l'introduzione di esenzioni dai corrispettivi, evitando oneri non giustificati e interventi controproducenti a carico delle imprese.

S2. Osservazioni in merito alla regolazione individuale della continuità, all'opzione preferibile e alle relative motivazioni

In linea generale, si ritiene utile rimarcare come l'ambito di Bassa Concentrazione (BC) presenti peculiarità tecniche e logistiche che ne giustificano un trattamento differenziato rispetto agli altri ambiti:

- Logistica complessa: l'ambito di BC include le aree rurali e montane, spesso di difficile accesso (neve, viabilità limitata) con impatti significativi sulla gestione operativa;
- Caratteristiche della rete: prevalenza di linee aeree in conduttori nudi o cordati per necessità legate al territorio che presentano una probabilità di guasto superiore rispetto alle reti in ambito urbano dove è più diffusa la posa in cavo;
- Assenza di back-up: sulle aree in ambito di BC frequentemente manca un secondo feeder di backup, per motivi tecnici ed economici, vista la bassa densità di Utenti.

Tali elementi giustificano il differente trattamento degli utenti MT in funzione dell'ambito di concentrazione adottato da ARERA. Le stesse considerazioni risultano ancora più valide per l'utenza BT, tenuto conto che la rete BT è molto più estesa di quella MT, anche su aree complicate in termini di raggiungibilità (per es. passi montani a 2.000 m), con conseguente maggiore esposizione a guasti e superamento dei livelli specifici.

Con riferimento alle opzioni presentate nel DCO, in ogni caso appare utile che ARERA condivida gli orientamenti che intende perseguire in tema di eventuale revisione dell'impianto regolatorio relativo alla continuità del servizio di distribuzione a partire dal prossimo periodo regolatorio. Ciò consentirebbe alle Imprese di avere maggiore consapevolezza del percorso che ARERA intende intraprendere nella eventualità di un intervento di modifica sostanziale della regolazione in tema e comprendere le modifiche proposte dal DCO in una logica di anticipazione di futuri investimenti: ciò giustificerebbe, in sostanza, gli impegni economici e organizzativi a breve, che potrebbero essere confermati nel prossimo quadriennio.

Per tali motivi, in questa prima fase, si ritiene che la soluzione preferibile sia l'opzione A, con l'adozione di un livello specifico pari a 10 interruzioni, per le ragioni sopra esposte di salvaguardia delle peculiarità proprie degli ambiti di bassa concentrazione.

L'estensione della regolazione individuale anche agli utenti BT (opzione B), seppur anticipata nell'ambito della consultazione 2023, non appare condivisibile a meno di evidenti e significativi

investimenti. Del resto, con riferimento alle interruzioni che interessano gli utenti BT trova già applicazione la regolazione generale della continuità (N1 e D1) e l'introduzione della regolazione individuale comporterebbe una sovrapposizione normativa con il rischio – in alcuni casi - di doppia penalizzazione economica per il DSO. In questo senso, qualora ARERA intenda avviare una revisione complessiva di tutta la regolazione della continuità, sarà necessario affrontare con attenzione le modalità di coordinamento tra i due istituti.

Si evidenzia in aggiunta, che modifiche rilevanti alla regolazione quali quelle prospettate con l'opzione B richiedono tempi di implementazione adeguati: da prime interlocuzioni con i fornitori, tale opzione non è implementabile nei tempi ipotizzati dal DCO ovvero con decorrenza dal 1° gennaio 2026.

S3. Osservazioni in materia di interruzioni rilevanti del servizio di distribuzione

Con riferimento all'ipotesi di integrazione del Rapporto degli output, **non si condivide la proposta di riportare "le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi delle stesse"**. Ciò in quanto, proprio per il carattere di eccezionalità e spesso imprevedibilità di tali interruzioni – dovute per lo più a cause esogene - risulta difficile poter comunicare in via preventiva le misure che si potrebbero porre in atto.

S4. Osservazioni in materia di possibile aggiornamento della definizione dei periodi di condizioni perturbate

Con riferimento alle ipotesi prospettate, l'opzione B risulta quella preferibile in quanto:

- **da un lato, mantenere la regolazione attuale come assetto base garantisce continuità e stabilità al quadro di riferimento, evitando la necessità di ricalcolare le soglie già definite;**
- **dall'altro, l'affiancamento al metodo base del meccanismo integrativo permette di intercettare quelle situazioni che ad oggi restano escluse dall'algoritmo.**

Tuttavia, è evidente come l'assetto geo-morfologico dell'area servita nonché la struttura della rete possano influenzare il fenomeno delle ondate di calore. Tra gli elementi che impattano maggiormente su un centro urbano vi sono infatti, il grado di urbanizzazione, il trend di elettrificazione, il ricorso prevalentemente a cavi interrati (come noto, maggiormente soggetti a stress termici rispetto alle linee aeree).

In tal senso e tenuto conto che le analisi svolte nell'ambito della letteratura accademica presa a riferimento data qualche anno e che negli ultimi anni intensità, frequenza e durata delle ondate di calore sono universalmente riconosciute e dimostrate essere aumentate - con, peraltro, una tendenza prospettica crescente - si propone di prevedere una prima applicazione del meccanismo di valutazione dei PCP per ondate di calore facendo riferimento ad una T di riferimento pari a 30°C. In particolare, la maggiore frequenza delle ondate di calore porta ad abbassare il valore del Tmax in quanto, se la rete è sollecitata più frequentemente, anche a fronte di temperature più basse, non riesce a raffreddarsi. E quindi, dopo una prima ondata di calore, una seconda ondata dopo poco tempo (anche se meno intensa) porta a stressare rete e giunti, che nel mentre non hanno dissipato il calore (perché è passato troppo poco tempo dalla prima ondata).

In una seconda fase, a partire dal prossimo periodo regolatorio, si potrebbe affinare ulteriormente la metodologia, eventualmente individuando – per es. in via facoltativa su richiesta del DSO - soglie di temperature specifiche in funzione delle caratteristiche della propria realtà territoriale.

Altre ipotesi di revisione del meccanismo di calcolo del PCP non illustrate nel DCO necessitano di adeguati approfondimenti e verifiche per evitare una deriva della regolazione non auspicabile.

S5. Osservazioni in materia di aggiornamento dal 2026 del monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione

La proposta di ARERA di adottare soglie diverse ed aggiuntive rispetto a quelle ad oggi previste dalla norma CEI, dalle verifiche svolte in sede tecnica, richiede una verifica di fattibilità sui misuratori installati.

Infatti, occorre in primo luogo **verificare la fattibilità di implementare sui meter due soglie differenti** - di cui una solo a fini di monitoraggio - e in secondo luogo, una volta accertata la fattibilità tecnica, procedere con gli sviluppi dei sistemi e gli aggiornamenti firmware necessari per la configurazione dei misuratori. Da prime interlocuzioni con i fornitori, è emersa la necessità di disporre di almeno 18 mesi per tali attività e pertanto, l'eventuale estensione del monitoraggio non potrà essere applicata prima del 2028 per tenere conto di tutte le implicazioni tecniche e operative connesse all'introduzione delle nuove soglie e all'elaborazione dei report di monitoraggio che recepiranno le novità.

S6. Osservazioni sull'aggiornamento di tempistiche e modalità di alcune comunicazioni in materia di utenti MT e di interruzioni prolungate

Si condivide la proposta di ARERA di razionalizzare e semplificare le comunicazioni annuali, prevedendo di integrare tutte le comunicazioni relative alla continuità nella Raccolta annuale.

Al fine di favorire l'operatività dei DSO – che in alcuni casi sono anche DSO gas e quindi tenuti a partecipare anche alle altre raccolte annuali dedicate – si propone di prevedere di **posticipare la scadenza per la Raccolta annuale della continuità del servizio del settore elettrico al 30 aprile.**

S7. Osservazioni in relazione alla comunicazione dei dati per reti MT

Nessuna osservazione.

S8. Osservazioni in merito all'introduzione di un nuovo standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita di piccola taglia per tensioni di rete elevate.

S9. Osservazioni in merito all'introduzione di un nuovo standard di qualità commerciale in relazione all'adeguamento della rete BT per consentire l'immissione di potenza da parte di piccoli impianti di generazione.

Non si condivide la proposta di integrazione dei nuovi standard nei termini prospettati, per una serie di motivazioni di natura sia operativa che tecnica. In primo luogo, le tempistiche previste per l'implementazione di questa nuova regolazione non risultano coerenti con le complesse attività che i DSO sono tenuti ad avviare per adeguare i propri sistemi e le procedure di gestione delle richieste. Tali attività comprendono, tra l'altro, l'adeguamento dei processi di monitoraggio degli indicatori, la gestione delle richieste di verifica e il calcolo di eventuali indennizzi, che richiedono tempi tecnici e risorse significative.

Da un punto di vista tecnico, per quanto riguarda lo standard relativo al distacco della GD, fermo restando che tra le opzioni rappresentate è preferibile adottare il numero massimo di distacchi (comma 9.9, lett. b) del DCO), si evidenziano criticità non trascurabili in fase di implementazione. In particolare, si sottolineano potenziali rischi di sicurezza sul lavoro e difficoltà operative in relazione alla possibilità di verificare – dai report di funzionamento - le informazioni ottenute dall'inverter, un dispositivo che, essendo di proprietà del Cliente finale, non garantisce al DSO né la piena disponibilità né il controllo diretto sui dati.

Infine, si rileva un'importante criticità sotto il profilo amministrativo: la proposta, nella sua attuale formulazione, non prevede il coinvolgimento del trader nella fase di richiesta della verifica, lasciando da chiarire la questione relativa alle modalità di riscossione del contributo di cui al comma 9.14 del DCO. In assenza di un meccanismo chiaro ed efficace che assicuri al DSO la certezza dell'incasso del contributo da parte dei clienti, si rischia di introdurre un ulteriore elemento di incertezza a carico del DSO.

S10. Osservazioni in merito all'estensione temporale delle disposizioni delle Direttive 2G per il triennio 2026-2028

Si condivide.

Inoltre, nella SCHEDA 1 - Articolo 40 - PROMOZIONE DELLE AGGREGAZIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI dell'allegato B (TIME), viene citata solo la delibera 237/2018 per determinare il valore di un cespite "pro forma " che costituisce la RAB sottesa al sistema smart metering 1G che viene trasferita dall'impresa distributrice cedente a quella acquirente nei casi in cui in esito all'aggregazione tra imprese distributrici sia prevista l'applicazione del regime ROSS e che coinvolga una impresa in tariffa parametrica (DSO fino a 25 kPOD). Tenuto conto che la delibera 106/2021 prevede che entro il 31 dicembre 2025 le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo siano tenute alla messa in servizio, con funzionalità 2G, di un numero di misuratori 2G pari almeno al 90% dei misuratori installati al 31 dicembre 2020 su punti attivi in bassa tensione e quindi a tale obbligo siano tenute anche le imprese fino a 25 kPOD, si ritiene necessario integrare la delibera 237/2018 includendo anche il riferimento agli smart meter 2G.



www.utilitalia.it

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80/A | 00192 Roma