

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 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

Con il presente documento, il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti illustrati dall'Autorità nel Documento per la Consultazione 332/2025/R/eel (di seguito "il Documento") ai fini dell'aggiornamento, da applicare negli anni 2026-2027, di alcuni aspetti relativi alla regolazione output-based (TIQD) e della qualità commerciale (TIQC) per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica sia dell'estensione temporale per il periodo 2026-2028 dell'applicazione delle direttive 2G.

Premessa

A2A, in generale, condivide le evoluzioni della regolazione output-based proposte dall'Autorità, ritenendole **coerenti** con l'obiettivo di **razionalizzazione** e **armonizzazione** di criteri e soglie rilevanti, oltre che di uguale trattamento per utenti simili.

A titolo esemplificativo si citano le proposte relative alla **regolazione individuale della continuità** tese ad una omogenizzazione in termini sia di perimetro applicativo che di numero di fenomeni interruttivi considerato significativo ai fini della fissazione dei livelli specifici, sebbene si evidenzino **maggiori oneri amministrativi** a carico del **Distributore** per effetto di un significativo aumento del numero di pratiche da gestire in conseguenza dell'ampliamento della tipologia di utenti oggetto della modifica regolatoria prevista nell'opzione B.

Si valuta **positivamente** anche l'apertura dell'Autorità a considerare, per l'individuazione **dei periodi di condizioni perturbate (PCP)**, l'adozione dell'**opzione B** che prevede una metodologia complementare all'attuale metodo in grado di intercettare le situazioni di guasto connesse a **ondate di calore**, integrando la rilevazione dell'accadimento del fenomeno climatico estremo in analisi con un approccio di frequenza statica, così da fornire una **maggior solidità metodologica** rispetto all'attuale meccanismo statistico per l'individuazione dei PCP, nonché una sua più **rigorosa verificabilità**.

Pur superando il riferimento temporale del secondo semi-periodo regolatorio fissato per alcuni spunti di osservazione del Documento, si ritiene inoltre prospetticamente opportuno porre all'attenzione dell'Autorità alcune modifiche finalizzate a **perfezionare ulteriormente** la regolazione inerente soprattutto ai **meccanismi incentivanti benefit-based** correlati alla predisposizione dei **Piani di sviluppo** da parte dei Distributori ai sensi dell'articolo 80 del TIQD. Tale posizione, inoltre, si inquadra nel contesto dei diversi istituti sia **regolatori**, relativi ad aspetti non solo di qualità tecnica del servizio ma anche tariffari ROSS, sia **legislativi**, quali, ad esempio, il Piano straordinario di investimento MASE previsto nell'ambito della normativa definita dalla Legge 207/24 (art. 1, comm. 50-53) ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione elettrica, che richiedono ai Distributori una **pianificazione pluriennale** degli interventi di sviluppo **quanto più corretta e puntuale possibile**. Le integrazioni e gli affinamenti di seguito dettagliati, di cui si citano a titolo esemplificativo e non esaustivo l'**adeguamento** sia dell'**orizzonte temporale di validità** del meccanismo che del **cap** all'ammontare di **investimenti ammissibili**, a

nostro avviso, potrebbero, se introdotte strutturalmente, consentire ai Gestori di rete una **fattiva e migliore prioritizzazione dei singoli interventi** proposti alla luce della opportuna verifica di ammissibilità a seguito di analisi costi/benefici positiva.

Inoltre, con riferimento agli interventi di modifica e aggiornamento proposti in materia di **qualità commerciale**, si segnala la **necessità** di una **ricalibrazione di alcuni nuovi standard** alla luce di specifiche **criticità di processo**, la cui risoluzione **non** è totalmente **dipendente** dall'operatività del **Distributore**.

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

A2A valuta **positivamente** l'attuale meccanismo incentivante previsto dall'art. 80 del TIQD, in quanto ha introdotto **apprezzabili aspetti innovativi**, quali, in particolare, la prioritizzazione degli investimenti sulle reti di distribuzione per mezzo di benefici codificati, che consentono di confrontare tra loro interventi con scopi differenti.

Tuttavia, in coerenza con gli obiettivi già ampiamente riportati in premessa, si ritiene opportuno porre all'attenzione dell'Autorità **alcune modifiche**, che potrebbero, a nostro avviso, **favorire** una **maggiore focalizzazione** dell'attuale regolazione verso una **prospettiva benefit-based per il Sistema**. Di seguito si espongono tali modifiche, idealmente raggruppabili in cinque linee di intervento, circostanziandone concretamente aspetti tecnici e modalità applicative:

1) Consolidamento del meccanismo di premialità per gli interventi di sviluppo

In considerazione delle seguenti motivazioni, dovrebbe essere confermato in via **strutturale** il meccanismo di premialità per gli interventi di sviluppo della rete, facendolo evolvere da strumento regolatorio sperimentale e, come tale, transitorio a uno **stabile** e **pluriennale**:

a) effetto “volano” sugli investimenti

Si ridurrebbe notevolmente il livello di incertezza regolatoria, **favorendo** la **candidatura** all'ammissibilità di **progetti caratterizzati** necessariamente da un **orizzonte realizzativo pluriennale** (rinforzi MT/BT, nuove dorsali, automazione, capacità di hosting per FER diffuse), con una conseguente accelerazione nell'adeguamento della rete rispetto agli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione;

b) valorizzazione del lavoro svolto nell'ambito dei tavoli tecnici ARERA–DSO

Negli ultimi mesi è stato svolto un **rilevante sforzo di coordinamento** per definire criteri di ammissibilità, metriche di output e la relativa metodologia di **analisi costi-benefici (CBA)**. Il mancato consolidamento del meccanismo comporterebbe la **perdita di “capitale” organizzativo e metodologico** generato e una discontinuità nei processi operativi interni dei Distributori.

2) Adeguamento dell'orizzonte temporale di validità del meccanismo

Si ritiene opportuno rendere maggiormente **coerente** l'arco temporale di **validità** del **meccanismo** con la **durata** di tutto il processo di **realizzazione** degli **interventi** complessi. L'attuale finestra di 3 anni fissata per il completamento appare, infatti, **troppo stringente** per

opere con cicli autorizzativi e realizzativi articolati (ad esempio, nuove Cabine Primarie, dorsali MT in ambito urbano, adeguamenti di maglie BT).

Un orizzonte **di almeno 6 anni** sarebbe **più allineato** agli iter autorizzativi (VAS/VIA, conferenze di servizi), ai tempi di approvvigionamento di materiali e servizi da parte dei fornitori, spesso dilatati a causa di criticità realizzative o organizzative, cantierizzazione e messa in servizio degli interventi.

3) Inserimento di una seconda finestra di candidatura degli interventi

Per consentire al Distributore **analisi più accurate** degli interventi da proporre per l'incentivazione e **migliorare la composizione del mix**, si propone di **aggiungere una seconda finestra** di candidatura **negli anni pari, senza modificare il cap economico totale iniziale**. Attualmente, un'unica finestra porta a candidare interventi di maggior valore, spesso nuove cabine primarie, perché la pianificazione dettagliata degli interventi minori non è disponibile al momento della richiesta.

La programmazione di nuovi impianti secondari o tratte MT ha infatti orizzonti temporali **più ridotti** rispetto al Piano di Sviluppo e può mancare dei dettagli necessari per un'analisi costi-benefici precisa.

Una **finestra intermedia** permetterebbe invece di **diversificare gli investimenti** e dare **priorità anche agli interventi pianificati nel breve termine**, che oggi possono essere inseriti solo in forma aggregata nel Piano biennale.

4) Revisione del cap (€/POD) per il tetto degli investimenti candidabili

Si ritiene di significativa importanza la revisione dell'attuale **cap di 85 €/POD**, che risulta **disallineato** rispetto al **livello medio di investimento** dei **principali Distributori** italiani registrato nell'ultimo quinquennio. Da una verifica condotta sui Piani di Sviluppo del Gruppo A2A e dal confronto con quelli degli altri DSO emerge infatti che, sul triennio, la spesa media si attesta su valori dalle 4 alle 5 volte superiori rispetto al cap attualmente in vigore. Tale scostamento rischia di **limitare in modo significativo** gli interventi di sviluppo proprio nelle aree in cui sarebbero maggiormente necessari.

Alla luce di queste evidenze, si propone una **revisione del suddetto cap a 150 €/POD**, soglia che può essere considerata come livello minimo adeguato e maggiormente coerente con le esigenze prospettiche di investimento.

Un valore inferiore a quello proposto, infatti, indurrebbe le imprese distributrici – al fine di **minimizzare il rischio** di non riuscire a sfruttare integralmente la potenza incentivante del meccanismo – ad adottare un **frazionamento, su più periodi incentivati**, degli interventi strutturali ad alto impatto sulla performance della rete (ad esempio la costruzione di nuove cabine primarie o il potenziamento del livello di magliatura). Tale approccio, **subottimale per il Sistema**, potrebbe generare **effetti negativi su qualità del servizio, perdite di rete e hosting capacity** delle fonti rinnovabili.

5) Revisione della metodologia di calcolo di alcuni benefici

A valle della prima applicazione delle Linee Guida¹, che nell'ambito dell'analisi costi-benefici definiscono le modalità di valorizzazione delle diverse categorie di benefici associabili agli interventi di sviluppo della rete di distribuzione elettrica, nella metodologia di calcolo di alcune di queste si sono riscontrate **alcune criticità** che auspicabilmente potrebbero essere **superate** qualora il **meccanismo incentivante** dovesse essere **introdotto strutturalmente** nella regolazione output-based.

In particolare, i **benefici** applicabili alla **abilitazione di nuova hosting capacity** di impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili **non si adattano all'attuale consistenza della rete** di distribuzione, risultando nella quasi totalità dei casi di **valore irrilevante**.

Attualmente, infatti, il fenomeno di **saturatione della rete per eccesso di generazione distribuita** risulta per lo più **raro**. Pertanto, il **beneficio calcolato secondo le Linee Guida** non assume **mai un valore significativo**, esito che conseguentemente, in analogia con il fenomeno del falso-positivo in statistica, fornisce al Distributore un **erroneo segnale di non prioritizzazione** di un intervento con tale finalità. Per contro, l'equivalente **beneficio** finalizzato all'analisi della **saturatione della rete per eccesso di carico** risulta sempre di ordine di **grandezza superiore**, facendo sì che **investimenti** con lo scopo di aumentare la **loadability** risultano sempre caratterizzati da **maggiore priorità** rispetto a quelli per l'incremento della hosting capacity.

Tuttavia, la realtà operativa quotidiana del Distributore, quantomeno nelle aree servite dalle imprese distributrici del Gruppo A2A, presenta **numerose situazioni** che potrebbero **concretamente beneficiare** dall'esecuzione di **interventi per l'elettrificazione dei consumi**.

La **loro prioritizzazione** sarebbe infatti necessaria per favorire la **realizzazione in tempi brevi di impianti di generazione da fonti rinnovabili** in contesti territoriali ad oggi non adeguatamente elettrificati (ad esempio ex cave o aree industriali abbandonate), con un obiettivo **impatto positivo per il Sistema** in termini non solo di **sostenibilità ambientale** ma anche **economici** grazie sia ad una riduzione delle tempistiche di connessione sia ad una riduzione nel lungo termine del prezzo medio dell'energia in conseguenza di una maggiore produzione da fonti rinnovabili.

In sintesi, l'applicazione dell'impostazione metodologica definita e formalizzata da ARERA per l'analisi costi-benefici comporta distorsioni valutative tali che, sebbene specifiche categorie di investimento presentino benefici applicabili, non consentono di ottenere una valorizzazione positiva consistente in nessuna condizione.

Pertanto, in considerazione dell'obiettivo di prioritizzazione degli investimenti per cui è stato introdotto lo strumento di incentivazione in oggetto, una **siffatta distorsione** potrebbe indurre a **dare priorità ad alcuni interventi e posticiparne altri**, che per contro evidenziano un **beneficio riscontrabile solo empiricamente** ma non attraverso l'utilizzo dei procedimenti di calcolo codificati nelle citate Linee Guida.

Infine, con specifico riferimento alla **regolazione** in materia di **energia reattiva**, alla luce del suo attuale **mancato completamento** che comporta un **significativo grado di incertezza** per i Distributori e **conseguenti ritardi** nella realizzazione degli interventi programmati, **si concorda**

¹ Approvate con la Delibera 112/2025/R/eel

con la proposta, già segnalata anche in ambito associativo, di **estendere da 24 a 36 mesi** il periodo per il quale l'impresa di distribuzione, a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti di compensazione, ha diritto a recuperare i corrispettivi già versati a Terna per le immissioni delle CP appartenenti alle corrispondenti aree omogenee. Tale **modifica** si ritiene infatti **coerente** con il dichiarato **obiettivo** dell'Autorità di implementare un **potenziamento** del **meccanismo incentivante** finalizzato a contenere le immissioni reattive in cui determinano criticità per il Sistema.

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

Si ritiene **condivisibile** il **superamento** della attuale **differenziazione** degli **standard** in funzione del grado di concentrazione territoriale e si esprime la **preferenza** per l'**opzione A** adottando un **livello specifico pari a 9**. Il livello proposto pari a 8 risulterebbe infatti un **obiettivo più sfidante** sia per la bassa che per la media concentrazione risultando complessivamente più oneroso per i Distributori.

Al contrario, **non** si ritiene **condivisibile** l'opzione B che prevede un livello specifico **identico** per le utenze MT e BT dato che ciò **non riflette il reale disagio** subito dagli utenti in occasione di una interruzione dato che la maggioranza di quelli BT non è sensibile alle **interruzioni brevi** allo stesso modo di quelli MT. Tale opzione, inoltre, comporterebbe **maggiori oneri amministrativi** a carico del Distributore per effetto dell'incremento del numero di pratiche da gestire.

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

Si ritiene **condivisibile** l'introduzione di un momento di **interruzione pari a 250.000 utenti/ora** in sostituzione della Tabella di cui all'art. 68, comm.1, del TIQD. Si evidenzia tuttavia che il possibile incremento delle interruzioni rilevanti intercettate con la nuova soglia comporterebbe un **aggravio** delle **attività** legate alla **predisposizione dei report di monitoraggio** richiesti dall'Autorità.

S4. Osservazioni in materia di un possibile aggiornamento della definizione dei periodi di condizioni perturbate (PCP)

A2A, in relazione all'**opzione A** che prevede una soglia giornaliera a periodi fissi di 24 ore per l'identificazione dei PCP, evidenzia che, non essendo specificate le modalità di determinazione delle soglie, non è possibile effettuare le simulazioni necessarie per valutare con esattezza gli impatti derivanti dall'applicazione di tale proposta. Sono stati comunque valutati alcuni possibili scenari, dai quali è emerso che la **soglia a periodi fissi di 24 ore in alcuni casi non intercetta situazioni di emergenza** che hanno durata di poche ore come possono essere, ad esempio, quelle legate ad alcuni fenomeni meteo (ad esempio, bombe d'acqua, alluvioni, esondazioni, ecc.).

Si ritiene pertanto **preferibile** l'**opzione B**, che, **affiancando** alla **metodologia attuale un algoritmo specifico** per le **ondate di calore** - fenomeno crescente e altamente impattante soprattutto nelle grandi città - consentirebbe di **valutare in maniera mirata e coerente** con i **criteri propri delle PCP** anche **tali situazioni**, non colte in diversi casi dal meccanismo attuale a 6 ore.

Infatti, la combinazione durante il periodo estivo tra giorni di caldo prolungati e particolarmente intensi e la **conseguente repentina variazione della domanda energetica**, dovuta soprattutto al contemporaneo e massivo utilizzo di condizionatori, comunemente denominato "ondate di

calore”, rappresenta un fenomeno di notevole impatto sulle reti di distribuzione urbane, strettamente connesso all’**evoluzione** delle **abitudini energetiche** e al **cambiamento climatico** in corso. Come ormai noto e documentato da studi specifici, tale situazione può provocare un **pericoloso surriscaldamento** dei **conduttori** e degli **elementi di rete interrati**, con un conseguente possibile **deterioramento** delle **caratteristiche meccaniche ed elettriche del materiale isolante** del **cavo** e dei suoi accessori.

Infine, con riferimento al rischio, espresso dall’Autorità, di deresponsabilizzazione del Distributore in caso di applicazione dell’**opzione B**, si evidenzia che la **metodologia integrativa** proposta **non** ha come obiettivo quello di **minimizzare gli indennizzi** a carico dell’impresa distributrice, ma quello di **valorizzare adeguatamente**, al contemporaneo verificarsi di **determinate condizioni**, gli **effetti derivanti dalle ondate di calore**, eventi climatici estremi manifestatisi con sempre maggiore frequenza ed intensità negli ultimi anni. A ulteriore sostegno che tale approccio **non** costituisca **causa di deresponsabilizzazione**, si rileva che l’**integrazione** dell’analisi climatica (temperatura maggiore di 33° e assenza di precipitazioni) con una **seconda condizione** basata sulla frequenza statistica di accadimento garantisce l’**individuazione** delle **sole giornate** caratterizzate da **eventi di portata eccezionale sulla rete** di distribuzione. Inoltre, a supporto aggiuntivo del fatto che lo sviluppo proposto comporta un **miglioramento** della **capacità analitica** del metodo delle PCP, si sottolinea che il meccanismo è costituito non solo da un primo criterio **uniforme per tutti i Distributori** ma anche da un secondo **caratteristico** delle **singole realtà territoriali** servite da ciascun Distributore.

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

In merito all’aggiornamento del monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione dal 2026, si osserva che l’adozione delle **nuove soglie proposte** ($\pm 8\%$ rispetto alla tensione nominale) presenta **rilevanti criticità di natura tecnica e operativa**.

In particolare, il parco contatori attualmente in esercizio è configurato per registrare **unicamente** il **numero di intervalli decaminutali** che superano **determinate soglie di tensione** e **non i valori puntuali** per ciascun intervallo; conseguentemente, con i dati attualmente nella disponibilità del Distributore, **non** è infatti possibile **ricostruire retrospettivamente** quante **misure** ricadano nell’intervallo compreso **tra $\pm 8\%$ e $\pm 10\%$ della tensione nominale**.

L’applicazione della nuova soglia richiederebbe, di conseguenza, un **adeguamento tecnico** del sistema di misura e un successivo **aggiornamento** del **parco contatori**, con tempistiche e **oneri non trascurabili** e potenzialmente **non pienamente recuperabili** tramite l’attuale sistema tariffario². Inoltre, l’impossibilità di gestire in parallelo più soglie di riferimento comporterebbe ulteriori complessità nella fase transitoria.

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

² Si tratterebbe, infatti, di costi sorgenti e non originariamente previsti per la fissazione delle baseline di spesa capex (metodo tariffario 2G) e opex (metodo ROSS)

Pur considerando, in generale, condivisibile l'obiettivo di razionalizzazione su cui si basa la proposta dell'Autorità di fissare come termine temporale unico per la raccolta dati della continuità elettrica il 31 marzo, si ritiene opportuno evidenziare che ciò determinerebbe, nel primo trimestre di ciascun anno, un **elevato picco di attività** per il distributore, senza particolari benefici per il settore.

Pertanto, si ritiene **preferibile** mantenere **separate le scadenze** delle **due raccolte dati** in oggetto: entro il **31 marzo** quella richiesta ai sensi degli artt. 66.1, 69.1 e 70.1 del TIQD e al **30 giugno** quella definita dagli artt. 69.3 e 70.2, eventualmente prevedendo per quest'ultima un'**anticipazione** del termine al **30 aprile**, così da contemperare le esigenze del distributore con quelle degli Uffici dell'Autorità.

Si **concorda** con l'utilizzo in maniera univoca dello **strumento "portale web"** che l'Autorità mette a disposizione inerente alla Continuità del servizio, garantendo un'**uniformità di interfaccia** ed una **standardizzazione** del **canale comunicativo**.

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

Si conferma che la granularità proposta (CP invece che trasformatore AT/MT) **non** rappresenta una **criticità** in quanto è un'aggregazione di voci già disponibili.

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 A2A **non** ritiene **applicabile** la proposta dell'Autorità in merito all'**introduzione** di un **nuovo standard** di qualità commerciale relativo al livello massimo di distacchi per un singolo impianto di produzione né qualora tale livello soglia sia posto pari al 10% della potenziale energia settimanale immettibile in rete (opzione A), né qualora lo stesso sia fissato a 25 distacchi in un periodo di sette giorni consecutivi (opzione B) per i seguenti motivi:

- **inverter non sotto il controllo del DSO:** l'inverter **non** è di **proprietà** del **distributore** e, pertanto, **non** rientra nel suo **perimetro** di **gestione**. Inoltre, **non** è **tecnicamente fattibile** attribuire la **causa** del **distacco** dell'inverter **esclusivamente** a un livello di tensione elevato della rete, potendo lo stesso dipendere anche da interventi sull'impianto da parte del produttore o del suo tecnico di fiducia;
- **limite del 10% dell'energia potenziale immettibile:** tale parametro **non** è un **indicatore affidabile**, poiché **influenzato** da **molteplici fattori** quali stagionalità, caratteristiche impiantistiche del produttore (ad esempio presenza di sistemi di accumulo o autoconsumo dei carichi), nonché dallo stato di manutenzione dell'impianto di produzione;
- **mancata disponibilità dei dati di produzione:** a seguito della Delibera 361/2023/R/eel, il produttore ha la facoltà di **non installare** il **misuratore** di **produzione**. In assenza di tale misura, risulta impossibile determinare con certezza i valori effettivi di energia prodotta e, conseguentemente, stimare in modo attendibile la differenza rispetto all'energia immessa in rete registrata dal contatore di scambi;
- **punto di generazione e punto di connessione non coincidenti:** il valore di tensione può essere diverso nei due punti per cause imputabili all'impianto del cliente.

Si evidenzia ad ogni modo che, qualora una **verifica tramite voltmetro** evidenzi una **tensione molto vicina al limite massimo** previsto (ad esempio a partire da 248 V, ossia circa il 2% al di sotto della soglia proposta dall'Autorità nel Documento), un **Distributore diligente** deve comunque attivarsi tempestivamente per effettuare gli opportuni approfondimenti e valutare se siano necessari interventi di adeguamento della rete. Inoltre, anche i **produttori** dovrebbero contribuire ad una corretta gestione dell'**intero Sistema**, ad esempio tramite un utilizzo dei propri **sistemi di accumulo** con logiche **maggiormente allineate** con le esigenze del **Sistema**, ad esempio ottimizzando i profili di immissione in rete evitando picchi di immissione in rete nelle ore diurne e reimmettendo in rete l'energia stoccata in tali ore durante le ore notturne. Nella fase attuale, tale comportamento ottimale per il sistema potrebbe essere incentivato anche tramite specifici **meccanismi premiali** – espliciti ed erogati ex-post, così da non generare distorsioni sul segnale di prezzo ricevuto dai produttori e fornito dal mercato - a favore dei produttori.

Si ritiene inoltre che, ad avviso della Scrivente, la proposta in discussione non tenga adeguatamente in conto alcune **particolari fattispecie impiantistiche** che determinano **criticità di progettazione e verifica della rete esistente** da parte dell'impresa di distribuzione con il conseguente **allungamento delle tempistiche per le suddette attività**. In particolare, **ferma restando** la possibilità per il Distributore di accedere all'impianto di produzione per effettuare le dovute verifiche sulla **rispondenza** tra le **apparecchiature** di generazione **presenti** (inverter, accumuli, ecc) e quanto **dichiarato** nel regolamento di esercizio, nonché di effettuare le future ulteriori verifiche, eventualmente anche sull'impianto d'utenza per la connessione, che l'Autorità potrà **introdurre**³, si citano a titolo esemplificativo le seguenti fattispecie:

- impianti di produzione **non censiti sulla rete**, a causa della mancata richiesta formale di connessione dell'impianto da parte del produttore;
- impianti di produzione **non conformi al regolamento di esercizio** vigente, in quanto oggetto di incrementi di potenza **non dichiarati** dai produttori ai Distributori competenti;
- impianti di produzione **con componenti installati non dichiarati** in fase di richiesta di connessione e conseguentemente **non censiti** nei sistemi di TERNA-GAUDI e del Distributore stesso.

Con riferimento a quanto sopra evidenziato, pur non essendo un argomento esplicitamente trattato nel Documento, A2A ritiene **assolutamente necessario** che l'Autorità integri nell'attuale regolazione un sistema di **penali mensili fisse e reiterate** applicabili fino alla completa regolarizzazione dell'iter di connessione dell'impianto di generazione. A nostro avviso, tale disposizione porterebbe ad una **graduale regolarizzazione** di tutte le **casistiche sopra menzionate**.

In particolare, si propone di **integrare uno specifico parametro** nella formula di calcolo attualmente presente all'art.12 del TICA. Tale parametro sarebbe configurabile come un **addebito**

³ Come proposto nel paragrafo 9.12 del Documento, si ritiene possibile introdurre l'ulteriore verifica, da effettuare a cura del Distributore territorialmente competente, della tensione tra il punto di connessione e il punto di generazione, così da poter identificare le eventuali criticità già presenti sull'impianto dell'utente – fattispecie peraltro sempre più frequente – e, quindi, non imputabili al distributore. A tal fine, il produttore dovrebbe essere obbligato a mettere a disposizione del Distributore un punto sicuro dove collegare il voltmetro al misuratore stesso, così da evidenziare eventuali cadute di tensione anomale interne all'impianto di utenza di competenza del produttore.

aggiuntivo pari ad un **corrispettivo** valorizzabile in misura **crescente** in base al **livello di danno** causato dal produttore. Tale impostazione metodologica risulterebbe anche coerente con quanto proposto dalla stessa Autorità nel Documento di Consultazione 301/2023/R/eel al paragrafo 3.41. Nel dettaglio, si propongono le seguenti fattispecie:

- **danno di lieve entità:** in casi di aggiunta di ulteriori batterie ove già presente un sistema di accumulo, di sostituzione di inverter e /o pannelli mantenendo pressoché **inalterata** la **potenza**, il produttore dovrà presentare specifica richiesta di connessione pagando il **doppio del corrispettivo** dovuto;
- **danno di media entità:** in casi di aggiunta di batterie dove non presente un sistema di accumulo, di inverter e/o pannelli **umentando** conseguentemente la **potenza**, il produttore dovrà presentare idonea richiesta di connessione pagando il **triplo del corrispettivo** dovuto;
- **danno di grave entità è tale quando l'impianto di produzione non è censito:** qualora l'**impianto** di produzione **non censito** sia di tipo **plug-and-play** o un **micro-impianto**, si dovrebbe prevedere l'applicazione, fino ad **avvenuto adeguamento** da parte del produttore, della sola **mora pari** a quella indicata nei **due casi sopra descritti**; nel caso di impianto di **potenza superiore ad 1 kW**, dovrebbe invece essere fissata una **mora mensile** significativamente maggiore, **crescente** in base alla taglia dell'impianto, fino all'**adeguamento definitivo dello stesso**.

Per maggiore chiarezza esplicitativa in relazione a quanto sopra esposto, di seguito si riporta in forma sintetica tabellare i valori dei corrispettivi proposti, crescenti in base al livello di danno causato dal produttore:

POTENZA NOMINALE KW	CORRISPETTIVO DA AGGIUNGERE AL PREVENTIVO (€)		
	LIEVE ENTITA'	MEDIA ENTITA'	GRAVE ENTITA'
Fino a 6 kW	€ 30 + IVA 22%	€ 60 + IVA 22%	€ 90 + IVA 22%
Oltre 6 e fino a 10 kW	€ 50 + IVA 22%	€ 100 + IVA 22%	€ 150 + IVA 22%
Oltre 10 e fino a 50 kW	€ 100 + IVA 22%	€ 200 + IVA 22%	€ 300 + IVA 22%
Oltre 50 e fino a 100 kW	€ 200 + IVA 22%	€ 400 + IVA 22%	€ 600 + IVA 22%
Oltre 100 e fino a 500 kW	€ 500 + IVA 22%	€ 1000 + IVA 22%	€ 1500 + IVA 22%
Oltre 500 e fino a 1000 kW	€ 1.500 + IVA 22%	€ 2.000 + IVA 22%	€ 3.500 + IVA 22%
Oltre 1000 kW	€ 2.500 + IVA 22%	€ 5.000 + IVA 22%	€ 7.500 + IVA 22%

Inoltre, è opportuno sottolineare che i suddetti **danni** non riguardano soltanto il Distributore che, a fronte di maggiori distacchi generati da tali situazioni **difficilmente controllabili ex-ante**, sarebbe tenuto a pagare nuovi indennizzi, ma **anche l'intero Sistema**, che non beneficerebbe dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Da ultimo, ai fini del rispetto del primo nuovo standard proposto, si considera utile per disincentivare comportamenti non corretti soprattutto nella fase di installazione degli impianti, che l'Autorità preveda di **allocare** in capo al **produttore** i costi sostenuti dal Distributore per l'**uscita del personale operativo in campo**, a fronte di un accesso negato all'impianto o di un mancato rispetto della fascia di appuntamento preventivamente fissata e concordata tra le Parti.

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

Per garantire una **efficiente pianificazione** delle attività necessarie per realizzare un idoneo potenziamento della rete al fine di renderla tecnicamente adeguata a sostenere i crescenti flussi di energia rinnovabile immessi dai piccoli impianti di generazione, evitando così frequenti distacchi per tensioni elevate, il distributore deve effettuare una **valutazione ad ampio raggio** tenendo in dovuta considerazione l'impatto sull'**intero ambito territoriale e infrastrutturale** servito.

Premesso ciò, A2A non condivide, in quanto **eccessivamente stringente** soprattutto in **contesti urbani**, il tempo massimo di **50 giorni lavorativi** entro cui il Distributore è tenuto ad effettuare l'intervento di adeguamento della rete BT dall'esito positivo della richiesta di verifica del produttore, il cui impianto è stato oggetto del superamento del limite al taglio delle immissioni di energia rinnovabile, da definirsi da parte di ARERA a conclusione della presente consultazione.

Si propone pertanto, nel caso in cui il Distributore accerti una tensione vicina al limite, di fissare tale termine pari a **90 giorni, in coerenza** con quello fissato per **lavori complessi** all'art. 10.1, lett. b) del **TICA**.

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

Al fine di meglio bilanciare il potenziale onere a capo degli operatori e i benefici per il sistema, si propone di rivedere i criteri per l'applicazione delle penali per il mancato rispetto dei livelli di performance attesi prevedendo che, con riferimento al livello di servizio (L- 1.02), tale penale sia connessa esclusivamente al KPI a 24 ore e non anche a quello a 4 ore (che resterebbe comunque oggetto di monitoraggio da parte del distributore e dell'Autorità e oggetto di potenziali azioni in caso di mancato rispetto grave dello stesso da parte dell'operatore). Si ritiene, difatti, che un tasso di successo del 94% delle operazioni entro 24 ore dalla richiesta sia già di per sé un livello più che ottimale per la stragrande maggioranza dell'utenza e, quindi, un buon driver per l'applicazione di eventuali penali in caso di non rispetto; al contrario, tener conto ai fini dell'applicazione della penale dell'ulteriore livello del 94% di tasso di successo entro 4 ore dalla richiesta pare del tutto sproporzionato rispetto al vantaggio dell'utenza a vedere eseguita una prestazione solo alcune ore prima.

Conclusioni

Come già evidenziato in Premessa, A2A, pur in coerenza con l'inquadramento procedurale del Documento, ha ritenuto opportuno, in prospettiva con l'avvio del prossimo periodo regolatorio, esporre **proposte** caratterizzate da un **significativo livello di dettaglio** sia **qualitativo** che **quantitativo**.

Gli spunti portati all'attenzione dell'Autorità sono relativi sia alla **regolazione output-based** (TIQD) sia a quella della **qualità commerciale** (TIQC) del servizio di distribuzione elettrica.

In relazione al primo ambito regolatorio, le modifiche presentate sono soprattutto finalizzate ad

incentivare una **concreta prioritizzazione** degli **interventi di sviluppo** necessari per il raggiungimento degli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione, anche attraverso un adeguato **incremento dell'attuale cap** per fissare il livello massimo degli investimenti candidabili e una **revisione** della **metodologia di calcolo** di alcuni **benefici** introducendo metriche più rappresentative. Inoltre, anche la nuova **metodologia integrativa** per l'individuazione dei **periodi di condizioni perturbate** si inquadra in un approccio che attribuisce al Distributore un ruolo sempre più **proattivo** e focalizzato verso una **prospettiva benefit-based** per il Sistema.

Infine, con riferimento alla **regolazione della qualità commerciale**, le proposte avanzate da A2A, soprattutto in relazione ai nuovi standard connessi al distacco della generazione distribuita di piccola taglia per tensioni di rete elevate, sono tese sia a favorire una **più efficiente ottimizzazione** della modulazione delle immissioni in rete sia ad incentivare una **maggior responsabilizzazione** dei **produttori** con una conseguente graduale **regolarizzazione** di specifiche casistiche che determinano **criticità di progettazione e verifica** della **rete** esistente da parte dei Distributori.