



Funzione Regulatory

Spett.le
Autorità per la Regolazione di Energia
Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
Piazza Cavour 5, Milano
20122 Milano

Documento per la consultazione 423/2023/R/eel

**ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE INFRASTRUTTURALE DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL SESTO PERIODO
DI REGOLAZIONE 2024-2027**

Osservazioni e Contributi Acea

Il documento posto in consultazione espone gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione economica, tariffaria e output-based applicabili nel sesto periodo regolatorio.

Nel seguito sono rappresentate le osservazioni Acea con specifico riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, in rappresentanza delle società del gruppo che svolgono tali attività (areti e ASM Terni).

Osservazioni generali

Il documento di consultazione in oggetto rappresenta un tassello molto importante per il quadro regolatorio del prossimo quadriennio, anche in considerazione della prossima introduzione del meccanismo ROSS, oggetto di un parallelo percorso regolatorio con il quale le proposte in oggetto si andranno necessariamente ad intersecare nell'ottica di sfruttare le possibili sinergie con la nuova metodologia. L'integrazione nel quadro regolatorio del meccanismo ROSS, e quindi di una modalità profondamente innovativa di gestione degli interventi e di controllo della spesa, richiede estrema chiarezza e stabilità affinché gli operatori possano adeguare i processi interni e le proprie decisioni.

Rispetto agli orientamenti presentati nel DCO in oggetto, si esprime innanzitutto apprezzamento per la volontà di Arera di introdurre alcune revisioni valutate nell'ambito dei numerosi confronti tecnici tenutisi negli ultimi mesi, nei quali i gestori hanno avuto l'occasione di rappresentare alcuni elementi volti a definire un assetto regolatorio in grado di valorizzare in maniera più efficace gli sforzi

condotti con l'obiettivo di migliorare costantemente il servizio fornito. Tale obiettivo condiviso è stato infatti perseguito con assiduità nonostante le importanti modifiche dei fattori di contesto e gli effetti crescenti dei cambiamenti climatici che stanno impattando in misura profonda sul servizio di distribuzione elettrica e sul conseguimento degli obiettivi di qualità del servizio. È utile a tal proposito ricordare che nel prossimo futuro molte imprese di distribuzione - ed in particolare areti - saranno fortemente impegnate nell'implementazione del **PNRR** e nella rendicontazione di tale attività, fattore che inevitabilmente - anche per la sua natura innovativa - assorbirà parte della capacità operativa dei gestori: sarà importante a tal fine che la regolazione operi in maniera sinergica con il **PNRR** e sia in grado di intercettare i benefici degli investimenti condotti in tale ambito.

Preliminarmente alle valutazioni di dettaglio sulle proposte in consultazione, si intende comunque ravvisare come permanga la necessità di avere le indicazioni necessarie a completare il quadro del prossimo periodo regolatorio che, sulla base delle indicazioni finora ricevute, dovrebbe delinearsi in maniera esaustiva nell'ambito di specifici processi consultivi solo nel corso del prossimo anno (con riferimento, ad esempio, al tema delle connessioni e delle perdite di rete). Conseguentemente, si anticipa che alcuni spunti del presente documento non possono essere valutati in maniera approfondita fintanto che non vengano palesate le interrelazioni con gli elementi ancora non definiti.

In ogni caso, si condivide l'approccio dell'Autorità nel dare priorità ai temi evidenziati all'articolo 3.1 e, rispetto al tema della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica, si sottolinea l'apprezzamento per l'orientamento di individuare meccanismi incentivanti volti da un lato a garantire un servizio ottimale all'utenza, dall'altro a comprendere le sfide delle imprese distributrici nell'accompagnare il processo di transizione energetica in atto.

Si ritiene inoltre condivisibile, come verrà motivato nei relativi spunti, l'approccio di generale semplificazione della regolazione, nonché l'introduzione di specifici meccanismi premianti finalizzati all'incremento dell'utilizzo di contributi pubblici per il potenziamento delle infrastrutture elettriche, all'aggregazione delle imprese distributrici ed alla razionalizzazione della proprietà delle linee in alta tensione.

Stante quindi il generale apprezzamento dei contenuti del documento in oggetto, si riportano di seguito le osservazioni ai singoli quesiti della consultazione.

Spunti per osservazioni

S1 Osservazioni relative alle proposte dell'Autorità per favorire le aggregazioni tra imprese distributrici, di cui almeno una che serva fino a 25.000 punti di prelievo.

S2 Osservazioni riguardo alle ulteriori azioni proposte per promuovere le aggregazioni tra imprese distributrici di più grandi dimensioni.

S3 Osservazioni riguardo l'eventuale correlazione del premio una-tantum a obiettivi di migliori performance in termini di riduzione della spesa e/o di qualità del servizio, da verificare qualche anno dopo la cessione dell'impresa distributtrice tra 25.000 e 100.000 clienti.

La scrivente condivide la finalità del meccanismo incentivante proposto per le aggregazioni tra imprese, in quanto esse permetterebbero di ottenere importanti economie di scala nonché efficienze gestionali conseguenti all'estensione di determinati modelli in contesti più piccoli. Si suggerisce di valutare l'estensione del meccanismo incentivante anche ad operazioni di revisione del perimetro gestito da imprese distributrici di più grandi dimensioni al fine di efficientare la gestione operativa di alcune zone a beneficio dei clienti finali.

In merito al meccanismo di promozione delle aggregazioni che coinvolgono un'impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed una che serve oltre 100.000 punti di prelievo, si apprezza l'intenzione dell'Autorità di prevedere un premio una tantum, tuttavia, si ritiene necessario potenziare la leva incentivante mediante:

- il prolungamento dell'efficacia della misura fino al 2027;
- l'aumento del valore unitario riconosciuto ad almeno 80 €/POD o comunque ad un valore non inferiore al costo unitario riconosciuto all'impresa di minore dimensione a copertura dei costi operativi relativi sia al servizio di distribuzione che di misura.

Si ritiene inoltre condivisibile e altresì necessario a valle dell'aggregazione:

- l'aggiornamento della baseline dei costi operativi, che si propone di valorizzare come somma delle due baseline dei costi operativi delle imprese aggregate;
- il ricalcolo del tasso di capitalizzazione includendo, tra i costi di investimento futuri, i costi di integrazione dei sistemi e dei processi delle due imprese;
- esercitare nuovamente la scelta tra SAP e SBP in quanto l'aggregazione consente di creare sinergie che possono portare ad una rivalutazione degli efficientamenti da parte dell'impresa aggregata.

Proprio in considerazione del fatto che l'impresa risultante dall'aggregazione rientra per definizione nell'ambito dell'applicazione del ROSS (avendo più di 25.000 punti di prelievo) e che le verifiche sul rispetto delle performance di spesa e servizio sono già monitorate e valorizzate/penalizzate nell'ambito di tale meccanismo, non si ritiene opportuno vincolare a tali performance eventuali restituzioni del premio derivante dall'avvenuta aggregazione.

Infine, si sottolinea la necessità di mantenere separata la gestione dei piani relativi ai sistemi di smart metering 2G delle singole imprese, secondo le approvazioni ricevute ante aggregazione, al fine di garantire certezza regolatoria.

S4 Osservazioni riguardo agli elementi da considerare in vista delle gare per le concessioni di distribuzione dell'energia elettrica, eventualmente anche in ottica di sector coupling.

Non ci sono osservazioni.

In particolare, non si hanno evidenze che il sector coupling possa avere impatti sulla evoluzione del settore.

S5 Osservazioni riguardo il meccanismo incentivante le imprese distributrici a cedere a Terna linee in alta tensione

S6 Osservazioni riguardo la possibile estensione del meccanismo incentivante ad altre porzioni di cabine primarie ATJMT.

Si condivide l'obiettivo generale dell'Autorità di efficientare e razionalizzare la gestione della rete AT; tuttavia, si evidenzia come il meccanismo di incentivazione proposto non garantisca un equilibrio negoziale tra le parti, laddove l'impresa distributtrice risulti l'unico soggetto penalizzato in caso di mancata conclusione dell'accordo di cessione per effetto dell'allungamento delle vite regolatorie e della riduzione del WACC per gli asset AT.

Stante la finalità assolutamente condivisibile di ridurre la complessità di esercizio e di consentire maggiore tempestività nell'implementazione delle scelte di rinnovo/potenziamento di asset, si ritiene necessario bilanciare equamente le leve delle controparti mantenendo, in caso di mancata cessione, il WACC della distribuzione e l'attuale vita utile degli asset AT che dovessero rimanere nella proprietà dei DSO.

Se da un lato, infatti, si apprezza il meccanismo di incentivazione prospettato per la cessione delle linee AT e si ritiene funzionale anche dal punto di vista operativo cedere tali asset al TSO in quanto già oggi sono sostanzialmente eserciti in totale rispetto delle indicazioni di Terna, dall'altro risulta molto più complesso ed oneroso finalizzare la cessione di stalli e sbarre AT.

Pertanto, si ribadisce la necessità di rivalutare la proposta in consultazione prevedendo, nel rispetto dell'equilibrio negoziale, un unico meccanismo incentivante per la cessione di linee AT (attivabile con la cessione al TSO del 100% delle linee AT di proprietà del DSO).

S7 Osservazioni in materia di incentivi all'ottenimento di contributi pubblici.

Nell'attuale contesto di transizione energetica, in cui le sfide per i gestori sono molteplici, l'accesso ai contributi pubblici è un elemento importante da promuovere in quanto costituisce una leva potente per supportare gli investimenti nelle reti elettriche senza pesare sulle tariffe agli utenti. Per tale motivo, si condivide l'obiettivo di incentivare l'ottenimento di contributi pubblici in termini di mancata detrazione di una parte del valore di ammortamento del contributo medesimo. Si accoglie con favore il rafforzamento di tale incentivo portandolo al 10% nel biennio 2024-2025, ritenendo necessario identificare con maggior precisione il perimetro dei progetti oggetto dell'attività di monitoraggio previsto per tale biennio.

Rispetto all'attivazione di un meccanismo di valorizzazione a scaglioni per il biennio 2026-2027, si concorda con la necessità di raccogliere ulteriori elementi valutativi per la sua completa definizione; tuttavia, si suggerisce di garantire una adeguata potenza di incentivo mantenendo il livello minimo del 10% per i progetti con ACB, rimodulando la proposta in consultazione al fine di prevedere:

8,5% del contributo ricevuto in assenza di ACB (al fine di garantire un trattamento almeno in linea con la regolazione attualmente vigente);

una forchetta tra il 10% e il 20% del contributo ricevuto in presenza di ACB con una valorizzazione degli scaglioni che tenga conto, oltre al rapporto beneficio/costi, anche

dell'ammontare del contributo (a parità di rapporto beneficio/costi dovrebbe essere maggiormente incentivato il contributo inferiore).

Inoltre, considerando un trattamento dei contributi per cassa in continuità con l'attuale impostazione, si ritiene necessario prevedere un cut-off al fine di mantenere l'incentivazione al 10% per gli interventi conclusi entro il 2025 ma le cui rate finali del contributo pervengano al gestore anche oltre il 1° gennaio 2026.

S8 Osservazioni riguardo ai criteri di definizione delle tariffe parametriche.

Nessuna osservazione.

S9 Osservazioni in merito alla regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti di distribuzione.

La Scrivente condivide la volontà di semplificare la struttura della tariffa prevedendo l'applicazione di un corrispettivo unitario unico, da applicare sia agli eccessivi prelievi (oltre il 33% dell'energia attiva) che alle immissioni di reattiva, pari alla media aritmetica degli attuali corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva.

Al fine di valutare l'impatto della revisione introdotta, che prospetta in aggiunta una modifica anche della quota trattenuta da parte dell'impresa distributrice, è necessario che le informazioni relative alla percentuale della "quota parte infrastrutture" e della "quota parte perdite" siano rese disponibili ai gestori non oltre il mese di settembre dell'anno antecedente a quello di competenza. In considerazione della prospettiva di revisione di tali quote nell'ambito della revisione della regolazione delle perdite di rete, si concorda nel confermare per l'anno 2024 il valore del 20% quale "quota parte perdite" trattenuta dalle imprese distributrici e si auspica venga identificato un valore fisso per il successivo triennio della "quota parte perdite" al fine di garantire certezza regolatoria.

SI O Osservazioni in materia di altre prestazioni specifiche di distribuzione e misura.

Considerando la centralizzazione delle richieste di prestazioni attraverso il SII, la scrivente segnala come tale processo abbia snellito alcune attività in carico alle imprese distributrici con riguardo soprattutto alle prestazioni che non richiedono interventi di natura tecnica. Tuttavia, le ID continuano a sostenere determinati oneri gestionali che, in tale nuovo contesto, passerebbero in capo alla collettività (in quanto verrebbero inclusi nel COE) anziché essere applicati al singolo richiedente. In considerazione del fatto che non tutte le prestazioni sono già ad oggi centralizzate nel SII, si ritiene opportuno delimitare l'annullamento del corrispettivo in capo al cliente richiedente solo per le pratiche gestite attraverso il SII, lasciando invece l'attuale valorizzazione per le rimanenti fattispecie.

SI I Osservazioni in merito alla struttura del nuovo TIQD 2024-2027 e alla riorganizzazione dei contenuti del TIQD.

Nessuna osservazione.

S12 Osservazioni su aspetti indicati nello schema di TIQD 2024-2027, Allegato A al -presente documento, che non sono espressamente trattati nell'ambito dei successivi capitoli.

Nessuna osservazione.

S 13 Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e in -particolare ai nuovi contenuti degli articoli 4, 5 e 6 dello schema di TIQD 2024-2027.

Si concorda con la previsione di introdurre l'obbligo, dal 1° gennaio 2025, di integrare le informazioni già disponibili sul sito web dei gestori per gli utenti MT e BT (sostituzioni 2G e PESSE), anche a seguito di ricerca relativa al codice POD, con quelle relative a interruzioni per guasti o lavori programmati.

Con riferimento invece al preavviso ai clienti finali domestici, l'estensione da 3 a 5 giorni lavorativi comporta un aumento del rischio di dover riprogrammare gli interventi per la presenza di eventuali conflitti sulla rete. Pertanto, tale soluzione non si ritiene efficace, unitamente alla previsione di ripetere il preavviso agli utenti nell'imminenza della disalimentazione dell'energia, in quanto non escluderebbe comunque eventuali disagi.

In occasione di interruzioni con preavviso per interventi programmati, si conferma la congruità del preavviso nella misura di 3 giorni lavorativi e dell'avviso nel termine delle 24 ore, per la comunicazione del ripristino dell'energia elettrica interrotta a seguito di guasti o emergenze.

Tali tempistiche sono necessarie anche per evitare eventuali incoerenze tra le comunicazioni inviate con i canali alternativi, come per esempio sms e e-mail, proposti dallo schema di testo integrato all'art. 5, ed il preavviso affisso presso l'utenza.

S 14 Osservazioni in materia di struttura e orizzonte temporale della regolazione incentivante la continuità del servizio e relativo ambito di applicazione.

Per consentire ai DSO di avere consapevolezza del percorso di efficientamento o mantenimento atteso per il biennio 2024-2025 è necessario restringere il periodo di osservazione dei dati storici al massimo fino al 2022 (con la richiesta ad Arera di pubblicare i dati 2022 entro fine anno poiché al momento è possibile scaricare solo i dati fino al 2021). Tali dati sono infatti necessari per identificare le imprese con gli indicatori peggiori e quindi soggette a percorsi di efficientamento. Pertanto, si suggerisce di utilizzare il biennio 2020-2022 come base per la definizione del livello di partenza per il biennio 2024-2025. Analogamente si suggerisce di utilizzare il biennio 2022-2024 come base per la definizione del livello di partenza per il biennio 2026-2027.

S 15 Osservazioni sui temi relativi alla continuità del servizio da approfondire nel corso del -periodo regolatorio 2024-2027.

Il meccanismo di calcolo del periodo di condizioni perturbate (per brevità PCP), basandosi sulla determinazione di una soglia minima di numero di guasti per fascia oraria, comporta che, a parità di tasso unitario di guasto, i distributori di grandi dimensioni risultino sfavoriti in quanto all'aumentare del numero di guasti critici diminuisce la probabilità di intercettare il PCP.

Pertanto, si auspica che, nelle more del completamento dei confronti sul tema, possa essere resa operativa già dalla competenza 2024 la nuova formulazione del meccanismo che verrà identificata (in quanto la consuntivazione del 2024 avverrà a marzo 2025) o, in subordine, la proposta di far rientrare anche le giornate in cui il numero di guasti su base giornaliera risulti anomalo rispetto alla distribuzione storica registrata dall'impresa distributrice nei tre anni precedenti.

Con riferimento alla proposta di approfondire successivamente all'avvio del prossimo periodo di regolazione sia la definizione dei gradi di concentrazione sia l'identificazione di obiettivi uniformi per ambiti territoriali, si accoglie positivamente la volontà dell'Autorità di riconoscere le differenziazioni che caratterizzano le aree maggiormente urbanizzate, caratterizzate da una maggiore complessità soprattutto per la gestione degli interventi operativi per il ripristino del servizio in caso di interruzioni. Tali aspetti risultano maggiormente sensibili nella realtà operativa della scrivente, con riferimento per esempio alle seguenti circostanze:

accessibilità delle cabine secondarie, che in tali aree, per ragioni di impatto socio-ambientale, sono collocate in locali interrati, con ricadute anche sulla gestione della sicurezza soprattutto nei periodi caratterizzati da fenomeni meteo di particolare gravità come bombe d'acqua e ondate di calore;

posizionamento dei gruppi elettrogeni o linee provvisorie che, per ragioni di sicurezza e rispetto del codice della strada, comporta la rimozione dei mezzi parcheggiati con ausilio delle forze dell'ordine con conseguente prolungamento dei tempi di ripristino;

vandalismo dei nodi di sezionamento;

spostamenti degli operatori in fasce orarie di forte congestione.

S16 Osservazioni in materia di azioni di regolazione su questi temi che potrebbero essere considerate già a partire dal 2024.

Sarebbe opportuna, già a partire dal 2024, una revisione delle *Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica* che tenga conto degli aspetti legati alla gestione della sicurezza e che menzioni esplicitamente, tra le cause di forza maggiore, anche fenomeni quali le ondate di calore e gli allagamenti.

S17 Osservazioni in materia di regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso.

Si concorda con la proposta di identificare, per ciascun grado di concentrazione, gli ambiti con i più elevati livelli di partenza e, per questi, definire un percorso di efficientamento avente un miglioramento rispetto al livello di partenza pari al 5% per il 2024 e al 10% per il 2025. Il terzile con percorso di efficientamento andrebbe però individuato tra gli ambiti aventi livelli di partenza superiori ai livelli obiettivo previsti dall'attuale TIQE, al fine di non penalizzare i gestori aventi ottimi

livelli di prestazioni con leggere volatilità negli anni. Per tali ambiti infatti, la regolazione dovrebbe prevedere la neutralizzazione di eventuali penali laddove il livello annuale sia superiore al livello di partenza ma entro i livelli obiettivo attuali. Si condivide inoltre la proposta di prevedere un percorso di mantenimento del livello di partenza per i rimanenti ambiti, nonché la volontà di rivedere la classifica alla base di tale meccanismo per il successivo biennio 2026-2027, purché si accolga quanto già espresso nella risposta S14 riguardo al periodo di osservazione per la fissazione dei livelli di partenza.

Stante la necessità di identificare a priori sia il livello di partenza che il percorso previsto per la propria impresa (di efficientamento o mantenimento), si auspica una maggior trasparenza sul perimetro dei gestori presi a riferimento per la compilazione della classifica (il numero di ambiti esposti nella tabella 7 del documento è inferiore al totale degli ambiti per i quali è possibile estrapolare le informazioni dal portale Arera) nonché sull'effettivo valore dell'indicatore preso a riferimento (l'indicatore DE.09 estratto dal portale Arera non corrisponde al valore utilizzato per la determinazione di premi/penali a regolazione vigente poiché non considera lo scorporo delle interruzioni oltre lo standard attribuite dall'impresa distributrice ad altre cause). Potrebbero inoltre essere presenti differenti valorizzazioni dell'indicatore dovuti all'adesione o meno delle imprese alla regolazione speciale. Per ovviare a tali asimmetrie informative e garantire univocità nell'identificazione del livello di partenza e del percorso previsto per le imprese, si ritiene opportuno che sia l'Autorità, a valle della valutazione delle informazioni complessive in suo possesso, a fissare, per ciascun grado di concentrazione, le soglie utili all'identificazione dei terzi tenuti ad effettuare un percorso di miglioramento.

S18 Osservazioni in materia di regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso.

Con riferimento alle linee di azione proposte dall'Autorità per la regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso, si concorda con la seconda opzione (rif. §18.23) per la definizione dei livelli obiettivo annuali per ambito territoriale.

Si ritiene che, analogamente a quanto proposto per l'indicatore di durata, il livello di partenza per i semiperiodi 2024-2025 e 2026-2027 debbano essere pari alla media dei livelli effettivi dell'impresa rispettivamente del biennio 2020-2022 e del biennio 2022-2024.

Anche per tale indicatore valgono le stesse osservazioni indicate per la durata delle interruzioni (rif. S17), ossia la necessità di rendere consapevole l'impresa sia del proprio livello di partenza che del percorso di miglioramento/mantenimento atteso, da cui ne deriva la richiesta di porre in capo ad Arera la fissazione di soglie utili all'identificazione dei terzi tenuti ad effettuare un percorso di miglioramento. Infine, analogamente all'indicatore di durata, andrebbe prevista la neutralizzazione di eventuali penali laddove il livello annuale sia superiore al livello di partenza ma entro i livelli obiettivo attuali.

S19 Osservazioni in materia di struttura e valorizzazione dei parametri C in relazione alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, all'utilizzo del numero di utenti (anziché l'energia non fornita) per la formula di calcolo e alla determinazione del tetto ai premi e alle penalità.

Nessuna osservazione.

S20 Osservazioni sull'incremento della leva incentivante della continuità mediante l'incremento dei coefficienti C per le imprese che sceglieranno l'opzione ROSS-base ad alta potenza di incentivo alla riduzione dei costi operativi.

Nessuna osservazione.

S21 Osservazioni in materia di trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio 2020-2023 che non raggiungeranno gli obiettivi fissati.

Si condivide il meccanismo proposto di parziale recupero delle penalità dovute per il mancato raggiungimento dei target dell'esperimento.

S22 Osservazioni in merito all'evoluzione di medio termine della regolazione individuale della continuità e la possibile introduzione di un meccanismo destinato a tutelare gli utenti BT.

Appare forzata l'analogia tra utenti MT e BT in quanto sulla MT sono presenti meccanismi che tutelano il Distributore rispetto alla mancata rispondenza normativa degli impianti MT del Cliente (Dichiarazione di adeguatezza), non presenti per gli utenti/impianti BT; inoltre, laddove sia introdotto il meccanismo di regolazione individuale anche per i clienti BT, il distributore avrebbe una doppia penalizzazione poiché si troverebbe a pagare sia penali sul numero e durata delle interruzioni (DI e N I) che indennizzi al cliente.

S23 Osservazioni in merito agli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate.

In generale, considerate le caratteristiche delle aree ad alta urbanizzazione si ritiene opportuno mantenere uno standard, omogeneo per grado di concentrazione e tipologia di utenza, pari a 8 ore. Nessuna osservazione in merito alle modalità di determinazione dei rimborsi poste in consultazione ovvero di rimborsi non dovuti nei casi in cui l'ammontare sia inferiore a 30 euro e nei casi in cui il rimborso sia dovuto ad una interruzione programmata comunicata da Terna o per motivi di sicurezza del sistema elettrico.

S24 Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica delle comunicazioni all'Autorità in materia di regolazione individuale e interruzioni prolungate.

Si condivide la nuova scadenza proposta, individuata nella data del 30 giugno di ciascun anno, a partire dal 2025, per l'invio delle comunicazioni relative a penalità e indennizzi per singola utenza MT e dettaglio a livello di singolo POD delle interruzioni prolungate.

S25 Osservazioni in relazione alla regolazione in materia di qualità della tensione.

Nessuna osservazione.

S26 Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità.

Nessuna osservazione.

S27 Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica degli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità e loro effetti.

Da prime valutazioni, quanto proposto in consultazione sembra risultare oltremodo gravoso per le imprese, pertanto si suggerisce una revisione a ribasso degli importi ivi indicati.

S28 Osservazioni in merito ad indicatori di performance e possibili meccanismi incentivanti in logica output-based.

Nessuna osservazione.

S29 Osservazioni in merito al possibile meccanismo premiale dei benefici degli interventi di sviluppo.

Si condivide il meccanismo premiale proposto dall'Autorità per incentivare gli interventi di sviluppo della rete, includendo tra essi anche gli interventi di ammodernamento delle reti esistenti, e si chiede di definire nel provvedimento definitivo quali tipologie di interventi siano considerati prioritari e a maggior valore aggiunto per gli utenti e che rientrino quindi nel perimetro incentivato.

La Scrivente propone di valutare l'opportunità di riconoscere all'ID il 50% del premio a preventivo con saldo a completamento dell'intervento, poiché a livello finanziario potrebbe rappresentare un'anticipazione utile alle imprese che effettuano gli interventi di sviluppo della rete.

Rispetto al valore percentuale previsto per la premialità, si ritiene opportuno replicare quanto già implementato nel meccanismo dei piani di resilienza, aventi anch'essi finalità confrontabili. Pertanto, il limite della premialità legata a ciascun intervento (rif. art. 28.7) dovrebbe essere pari al 25% dei costi di investimento effettivo del progetto. Il riferimento esclusivamente al costo effettivo (e non al minor valore tra costo atteso e costo effettivo) nasce dall'osservazione dei recenti fenomeni inflattivi e di shortage di materiali che influiscono sui costi del OSO in modo esogeno.

S30 Osservazioni in merito alla possibile incentivazione alla realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree omogenee.

In considerazione delle interlocuzioni ancora vive sul tema dei dispositivi effettivamente necessari per la compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree omogenee, si ritiene essenziale sospendere l'applicazione dei corrispettivi attualmente prevista dalla delibera 712/2022 e prevedere, a fronte del consolidamento di una eventuale nuova condivisa pianificazione degli interventi tra TSO e DSO, l'applicazione dei corrispettivi esclusivamente in caso di mancato rispetto del nuovo piano di installazione dei dispositivi individuati.

S31 Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di qualità commerciale.

In linea generale non si ravvisa una particolare sovrapposizione tra indennizzi per i produttori e gli indennizzi TIQE in quanto viaggiano su processi di diversa tipologia che incidono comunque entrambi sul budget del distributore. Tenendo in considerazione che anche lato TICA non c'è stato un intervento a ridurre gli indennizzi nonostante il continuo aumento di richieste di connessione sia per le attive che per le passive, si ritiene che l'aumento "piatto" del 5% comporti un aggravio ulteriore del DSO.

S32 Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e di registrazione delle interruzioni.

Nessuna osservazione

S33 Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica della presentazione delle istanze al FEERAPS.

Nessuna osservazione.