

**Osservazioni del Gruppo IREN al  
Documento per la consultazione n. 423/2023/R/EEL del del 26 settembre 2023  
“Orientamenti per la regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura  
dell’energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027”**

## **Osservazioni di carattere generale**

Il gruppo Iren intende esprimere il suo **apprezzamento** per il processo consultivo avviato in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica per il VI periodo regolatorio.

L’Autorità, nell’affrontare temi molto eterogenei tra loro – dai meccanismi di promozione per le aggregazioni, alla razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione alla regolazione *output-based* – ha infatti cercato di **razionalizzare e semplificare meccanismi** che ad oggi risultavano molto complessi (spesso in conseguenza di una pluriennale stratificazione di interventi regolatori) e di difficile comprensione delle loro reali implicazioni sul business gestito.

Inoltre, i momenti di confronto avvenuti durante la consultazione hanno consentito di chiarire molti aspetti e quindi di affrontare la risposta alla consultazione in modo più consapevole.

La scrivente apprezza infine la coerenza tra le proposte afferenti alla regolazione infrastrutturale con i nuovi meccanismi tariffari che saranno introdotti a partire dal 2024.

Le osservazioni che seguono vorrebbero quindi rappresentare ulteriori suggerimenti a questa impostazione e riguardano:

- **i tentativi di razionalizzazione del settore:** la scrivente ritiene che il rafforzamento dell’assetto industriale insieme all’aumento della concorrenza e l’efficientamento del settore costituiscano i principali obiettivi che l’Autorità debba perseguire sfruttando come **meccanismo incentivante le possibilità offerte dal ROSS**;
- **la razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione** attraverso l’introduzione di meccanismi incentivanti basati sul costo storico: il gruppo Iren auspica che le scelte che effettuerà l’autorità **contemplino anche le esigenze tecniche dei distributori** nel conservare la proprietà e la gestione di altre porzioni di asset di alta tensione ricadenti nelle Cabine Primarie AT/MT;

- **la necessità di stimolare da parte degli operatori l'ottenimento di contributi** a sostegno di investimenti utili per il sistema elettrico - in un momento storico caratterizzato da una forte spinta all'elettrificazione dei consumi e da importanti risorse di finanziamento messe a disposizione per il sostegno dello sviluppo delle reti e della resilienza delle stesse - attraverso il **rafforzamento dell'attuale meccanismo e agli esiti positivi delle analisi costi benefici;**
- **la semplificazione del processo di valutazione delle performance di continuità** attraverso la **personalizzazione e la contestualizzazione** degli obiettivi.

Di seguito si rappresentano osservazioni e proposte agli spunti specifici posti in consultazione dall'Autorità

### Osservazioni puntuali

#### S 1.

*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*

#### S 2.

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

#### S 3.

*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 considera lo strumento delle aggregazioni fondamentale al fine di giungere alla razionalizzazione del sistema; pertanto, ritiene che il meccanismo incentivante dovrebbe essere tale da **stimolare concretamente l'avvio di operazioni che nella maggior parte dei casi**, riguardando operatori di dimensioni contenute, **non presentano un significativo grado di attrattività**, in quanto caratterizzati da un livello del ritorno economico / finanziario spesso molto basso.

Considerando quindi un'ipotetica suddivisione tra:

- DSO grandi: che distribuiscono energia elettrica a più di 100.000 POD
- DSO medi: che distribuiscono energia elettrica tra 100.000 e 25.000 POD
- DSO piccoli: che distribuiscono energia elettrica a meno di 25.000 POD

la scrivente ritiene che **siano le operazioni in cui l'aggregante è un'impresa grande o media a presentare i maggiori vantaggi per il sistema in termini di:**

1. **rafforzamento dell'assetto industriale;**
2. **aumento della concorrenza potenziale ai fini delle gare per le concessioni (c.d. *competition for the market*);**
3. **conseguimento delle economie di scala;**
4. **riduzione del numero di operatori.**

Solo un **tessuto industriale di dimensioni rilevanti** può sostenere lo **sviluppo di tecnologie innovative** in grado di adeguare anche nel lungo periodo le attuali infrastrutture. Il raggiungimento di questo obiettivo consente altresì di perseguire il secondo, ovvero **l'aumento della concorrenza potenziale ai fini delle gare per le concessioni e quindi anche l'efficientamento dei costi.**

A parere della scrivente **l'incentivazione dovrebbe:**

- **tener conto della capacità dell'operazione di raggiungere i quattro obiettivi sopra esposti;**
- **essere valutato tenendo conto del vincolo dei ricavi complessivo del soggetto aggregante.**

La tabella che segue rappresenta le possibili combinazioni di operazioni di aggregazioni secondo le categorie di operatori di cui sopra, grandi (G), medio (M) e piccoli (P):

Peso decrescente obiettivi

Aggregante	Aggregato	Risultato	Rafforzamento Assetto Industriale	Competizione Nazionale	Efficienza per il sistema	Riduzione n. operatori	Rilevanza incentivo
P	P	P	NO	NO	NO	SI	Piccola
P	P	M	NO	NO	SI	SI	Media
M	P	M	NO	NO	SI	SI	Media
M	P	G	SI	SI	SI	SI	Alta
M	M	M	NO	NO	NO	SI	Piccola
M	M	G	SI	SI	SI	SI	Alta
G	P	G	NO	NO	SI	SI	Media
G	M	G	SI	SI	SI	SI	Alta

P=<25.000 POD

25.000<M<100.000

G>=100.000

Le operazioni che dovrebbero essere maggiormente incentivate sono quelle che presentano il maggior numero di “SI” in quanto consentono di realizzare il maggior numero di obiettivi. In particolare, le operazioni che presentano i maggiori vantaggi sono quelle in cui l’aggregante è un’impresa grande o media.

Se l’operazione consentisse solo di ridurre il numero degli operatori ma il risultato dell’operazione fosse sempre un DSO di piccole dimensioni si potrebbe confermare il meccanismo proposto di erogazione di un **incentivo una tantum** pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell’ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascun DSO.

Se l’operazione consentisse di realizzare o rafforzare DSO di medie o grandi dimensioni, poiché al nuovo soggetto aggregato verrebbe applicata la Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio, l’incentivo potrebbe essere ricercato proprio nei meccanismi di funzionamento del nuovo metodo tariffario. Oltre all’una tantum economico proposto dall’Autorità finalizzato a sostenere i costi diretti dell’operazione di fusione e integrazione dei sistemi e dell’organizzazione, l’incentivo vero e proprio potrebbe essere stabilito, **alternativamente**, a livello di **impresa aggregata** in termini di:

- **possibilità di trattenere più efficienza** o di ribaltare maggiore inefficienza **per almeno 4 anni** (entro il termine dell’attuale durata delle concessioni ovvero il 31.12.2030), stabilendo *range* differenziati in relazione al numero di obiettivi che l’operazione consente di realizzare:

- **massimo trattenimento aggiuntivo** se l'operazione consente di realizzare i quattro obiettivi: ad esempio il 10% (per l'SBP il DSO potrebbe quindi trattenere il  $50\%+10\%=60\%$ ; per il SAP  $75\%+10\%=85\%$  /  $85\%+10\%=95\%$ )
- **minimo trattenimento aggiuntivo** se l'operazione consente di realizzare solo due o tre obiettivi: ad esempio il 5% (per l'SBP il DSO potrebbe quindi trattenere il  $50\%+5\%=55\%$ ; per il SAP  $75\%+5\%=80\%$  /  $80\%+5\%=85\%$ )
- **applicare un WACC maggiorato per almeno 4 anni** - e comunque entro il termine dell'attuale durata delle concessioni (31.12.2030) - **ai nuovi investimenti** .

Inoltre, potrebbe essere consentito ai soggetti aggregati di piccole dimensioni il riconoscimento dello *stock* iniziale in continuità di criteri facendo riferimento al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica.

---

In merito alla richiesta di osservazioni circa la **definizione di una dimensione minima degli ambiti** si rilevano alcuni elementi di contesto:

- il decreto n. 79/1999 prevede che le nuove concessioni - da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030 - si riferiscano ad ambiti la cui dimensione non sia inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali e che siano rilasciate per singolo ambito comunale;
- Il d.lgs. 164/2000 ha avviato la liberalizzazione del servizio gas, che si è concretizzata più di dieci anni dopo nella creazione di ambiti territoriali ottimali (ATEM) all'interno dei quali l'affidamento deve avvenire mediante un'unica gara d'ambito. Gli ambiti creati sono oltre 170 e a distanza di quasi 25 anni gli ambiti assegnati mediante gara si contano sulle dita di una mano.

In relazione a quanto sopra esposto, la scrivente ritiene che per affrontare le nuove sfide legate alla transizione energetica sia necessario **razionalizzare le concessioni della distribuzione elettrica rafforzando l'assetto industriale degli operatori, superando la dimensione minima del Comune a favore di una dimensione almeno provinciale.**

S 5.

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

In merito al meccanismo incentivante proposto, si apprezza che sia **commisurato al costo storico** rivalutato lordo delle linee/cavi oggetto di cessione e che sia **erogato al DSO cedente**.

In merito al beneficiario dello stesso, si chiede tuttavia di comprendere come possa essere garantito un reale incentivo al DSO cedente, dal momento che la consultazione recita che: *“A prescindere dal destinatario della premialità, l’Autorità ritiene che il premio costituisca un elemento di facilitazione della negoziazione, che può essere destinato come ritenuto opportuno dalle due parti che concorderanno la cessione/acquisizione”*. In questo passaggio sembra che l’incentivo possa essere oggetto di negoziazione nell’ambito di una contrattazione in cui il peso delle due controparti non pare essere equilibrato. Potrebbe infatti prefigurarsi la condizione per cui l’acquirente sconterebbe tale incentivo dal prezzo di acquisto, senza margini reali di manovra in capo al cedente.

Inoltre, considerando i necessari tempi tecnici per lo svolgimento di tali negoziazioni, la scrivente ritiene che i tempi massimi proposti corrispondenti a 12 mesi per ottenere la massima incentivazione siano eccessivamente sfidanti. Si propone pertanto che **il massimo incentivo sia corrisposto alle cessioni che si concluderanno in un qualsiasi anno del quadriennio 2024-2027**.

In generale, si chiede conferma del fatto che il TSO debba procedere all’acquisto dell’intera consistenza delle linee AT attualmente di proprietà dei DSO (come individuato dalla tab. 3 del DCO) inclusi i tratti non direttamente collegati alla rete di trasporto nazionale.

S 6.

*Osservazioni riguardo la possibile estensione del meccanismo incentivante ad altre porzioni di cabine primarie AT/MT*

Per quanto riguarda **l'estensione** del meccanismo **incentivante ad altre porzioni di asset AT** ricadenti nelle Cabine Primarie AT/MT la scrivente ritiene utile evidenziare che **il DSO dovrebbe pianificare e sostenere nuovi investimenti per riorganizzare la gestione delle sue collegate reti MT/BT a valle** (i.e.: adeguamento di infrastrutture, del telecontrollo, gestione delle protezioni).

In relazione a quanto sopra esposto si chiede di confermare che:

- non sussistendo un obbligo normativo, **l'eventuale cessione di tali asset costituisca una scelta discrezionale del DSO;**
- **il DSO mantenga la proprietà dello stallo primario dei trasformatori AT/MT.** Per un ottimale controllo della continuità del servizio, il DSO ha necessità di procedere rapidamente nelle attività di ripristino in caso di guasti/disservizi, e quindi di poter agire in modo completamente autonomo nell'attuare manovre sugli asset di sua proprietà e competenza.

Nel caso in cui l'Autorità decidesse comunque di estendere il meccanismo incentivante ad altre porzioni di cabine primarie AT/MT si chiede di confermare che **l'incentivo:**

- sia **riconosciuto al soggetto cedente;**
- tenga conto delle criticità sopra evidenziate e che pertanto la sua **valorizzazione sia necessariamente una percentuale più alta** di quella prevista per la cessione delle sole linee AT;
- sia sempre riconosciuto, **senza alcun vincolo di percentuale minima** di elementi AT da cedere dal momento che l'acquisto dei beni da parte del TSO è già evidenza di un suo vantaggio a farlo;
- al pari dell'incentivo per cessioni di linee AT e per le analoghe considerazioni esposte al precedente spunto S5, **il suo livello percentuale sia costante e massimo**, a prescindere dall'anno del quadriennio **2024-2027** nel quale è perfezionata.

La scrivente, infine, nutre alcune **perplexità circa il secondo strumento** del meccanismo incentivante proposto dal 2025 (ovvero **vite utili più lunghe e WACC annuo minore** applicati agli asset che rimanessero di proprietà del DSO), in quanto:

- costituirebbe una mera penalizzazione per il DSO, pur non essendo attualmente previsto alcun obbligo normativo che ne imponga la cessione;
- contabilmente sarebbe difficoltosa la disaggregazione degli asset potenzialmente oggetto di cessione dal totale dell'asset "CP" attualmente iscritto a RAB.

S 7.

*Osservazioni in materia di incentivi all'ottenimento di contributi pubblici*

La scrivente **comprende la necessità per l'Autorità di incentivare l'ottenimento di contributi** a sostegno di investimenti utili per il sistema elettrico.

L'attuale momento storico è caratterizzato da una forte **spinta all'elettrificazione dei consumi** e da **importanti risorse di finanziamento** messe a disposizione per il sostegno dello sviluppo delle reti e della resilienza delle stesse.

L'innovazione tecnologica, il rafforzamento delle reti elettriche e la crescente digitalizzazione sono infatti i fattori abilitanti l'integrazione efficace della nuova potenza rinnovabile e per aumentare la resilienza.

L'accesso alle forme di sostegno di tali iniziative avviene normalmente attraverso la partecipazione a procedure competitive selettive che tengono conto dell'utilità per i vari *stakeholder* delle proposte da sostenere.

Tuttavia, per i DSO regolati l'accesso a tali finanziamenti comporta la **rinuncia alla remunerazione del capitale investito** per l'intera vita utile dell'asset. Per tale ragione la scrivente ritiene che per incoraggiare i DSO a ricercare e ottenere contributi pubblici **sia necessario almeno mantenere il meccanismo attuale allineato a quello previsto per la Trasmissione**.

In considerazione della maggiore difficoltà per i DSO a reperire contributi pubblici rispetto all'operatore che esercisce la Trasmissione a livello nazionale, a parere della scrivente, sarebbe



**utile inserire un ulteriore meccanismo incentivante** per i nuovi investimenti che saranno avviati dal 2026 (quindi post PNRR) finanziati con contributi pubblici. Tale meccanismo dovrebbe prevedere una **premialità aggiuntiva (al 10%), modulata in relazione al valore del rapporto tra benefici e costi**. La proposta potrebbe essere inizialmente limitata al biennio 2026-2027 così da valutarne l'efficacia.

A tal riguardo, come auspicato anche in relazione alla tariffabilità degli investimenti previsti a gara nel settore della distribuzione gas, sarebbe molto importante definire **una metodologia standard di calcolo e valutazione dei costi / benefici**, affinché le iniziative di investimento proposte dai DSO possano essere omogeneamente valutate.

Pertanto, a partire dai contributi per i nuovi investimenti post PNRR, per il biennio 2026-2027 si propone quanto segue:

- 10% del contributo in tre anni;
- 10%+ x% del contributo ricevuto se rapporto benefici / costi compreso tra 1 e 2 (con  $x > 1\%$ );
- 10%+K\*x% del contributo ricevuto se rapporto benefici / costi maggiore di 2 (con  $x > 1\%$  e  $k > 1$ ).

S 9.

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

Con riferimento alle reti MT e BT, **si condivide** la proposta di adozione di un **corrispettivo unitario** unico da applicare agli eccessivi prelievi di energia reattiva (anziché a scaglioni, come ora), quantificabile come media dei corrispettivi unitari per prelievi precedentemente applicabili a ciascuno scaglione.

In merito alla **determinazione esplicita** annuale della “quota parte infrastrutture” e della “quota parte perdite” dell'unico corrispettivo unitario, si richiede che sia definito **nell'anno precedente** la sua applicazione. Questo per consentire ai DSO di stimare correttamente il peso delle due quote nelle attività interne di pianificazione aziendale.

Ulteriore variabile che al momento genera incertezza è l'attesa pubblicazione della consultazione sulla perequazione delta perdite, la cui evoluzione influirà sull'orientamento delle due quote.

*S 10. Osservazioni in materia di altre prestazioni specifiche di distribuzione e misura*

Nessun rilievo

*S 11.*

*Osservazioni in merito alla struttura del nuovo TIQD 2024-2027 e alla riorganizzazione dei contenuti del TIQD*

*S 12*

*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*

*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*

Pur condividendo la finalità ultima del Regolatore di migliorare costantemente la qualità del servizio offerto a tutti i clienti, **si ritiene che le proposte presentate generino importanti costi organizzativi, gestionali, informatici per i DSO, non controbilanciati da altrettanti benefici per gli utenti.**

Infatti, se gli utenti MT rappresentano una tipologia di consumatori/produttori che hanno fisiologicamente e potenzialmente maggiore consapevolezza energetica, gli utenti BT non si ritiene abbiano interesse sufficiente per poter consultare e utilizzare – se non in modo assolutamente sporadico - le informazioni sulla pagina *web* dedicata al monitoraggio dello stato della rete elettrica in tema di interruzioni programmate e non (art. 5.1 e 5.2 del TIQD) che i DSO dovrebbero sviluppare, gestire e aggiornare.

Parimenti, **anche l'attivazione di alert** automatici tramite canali liberamente scelti dall'utente appare complessa da gestire per i DSO e richiederebbe un costante monitoraggio di anagrafiche di

dati (a fronte di volture, subentri, nuovi punti, cessazioni, ...) che rientra più in un ruolo commerciale che di gestore di infrastrutture. Tuttavia, se fossero comunque introdotti, si ritiene che debbano essere **standardizzati** attraverso l'utilizzo, ad esempio di sms.

In tema di preavviso per interruzioni programmate, dal momento che già gli attuali 3 giorni lavorativi di preavviso rappresentano un **valore sfidante**, la **proposta di estensione dello stesso a 5 giorni** lavorativi si ritiene operativamente non applicabile per gli operatori, in quanto la programmazione dei lavori tecnici richiede una logistica e organizzazione serrata che non può essere prevista con attendibilità con un preavviso quasi il doppio di quello attuale.

Analogamente, la proposta di **introduzione di una "ripetizione" del preavviso** nell'imminenza dell'interruzione si **ritiene rappresenti di fatto un raddoppio delle attività** richieste ai DSO (e conseguentemente dei costi), che dovrebbero organizzarsi per eseguire un secondo passaggio fisico presso le abitazioni (i.e.: per avviso cartaceo) in tempi estremamente ridotti e non modificabili.

**S 14.**

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

Come indicato in premessa la Scrivente apprezza molto lo sforzo compiuto dall'Autorità per aver:

- **semplificato** il processo di **valutazione delle performance** dei distributori rispetto alla **continuità** del servizio favorendo anche una lettura gestionale più diretta tra le scelte di investimento e i risultati di continuità ottenibili;
- **personalizzato gli obiettivi legandoli alle performance passate e al contesto territoriale / tecnico specifico** dei vari ambiti gestiti spesso condizionati da variabili esogene - specie per quelli più densamente abitati.

Le proposte che seguono intendono quindi risaltare le interazioni con la regolazione tariffaria ROSS in via di implementazione accentuando ulteriormente la personalizzazione del meccanismo:

- **Esclusione del 2020:** Si ritiene che il calcolo della media delle *performance* storiche, necessario per definire il livello di partenza degli indicatori D1 ed N1, debba essere effettuato sul triennio 2021-2023, dal momento che **il 2020 risulta essere un anno scarsamente rappresentativo** della dinamica delle interruzioni e della loro gestione. Infatti, il Covid-19 ha influito su:
  - la **domanda**: il calo di richieste commerciali (ditte chiuse o lavoro in *smart working*) ha portato a un minor stress sulla rete, soggetta quindi **prevalentemente a richieste degli utenti domestici**;
  - l'**offerta**: l'**operatività in campo per i DSO è stata limitata** dalle misure restrittive normative introdotte per il contenimento della diffusione del virus.

Tale influenza è stata peraltro alla base delle misure straordinarie *output-based* introdotte dal punto di vista regolatorio proprio per il 2020 (del. 432/2020).

- **Tetti individuali:** Si ritiene che il tetto di premi e penali debba essere calcolato individualmente per singolo DSO in funzione dei livelli di concentrazione in cui opera.
- **Livelli obiettivo raggiungibili:** Si propone il ridimensionamento del miglioramento annuo richiesto ai livelli obiettivo D1 ed N1, in quanto, soprattutto l'indicatore N1 è legato all'implementazione di piani di investimenti pluriennale i cui effetti potranno essere visibili solo nel medio – lungo termine attraverso il progressivo rinnovo della rete.

S 15.

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

Si condivide la necessità di approfondire alcuni temi di continuità nel periodo 2024-2027, a titolo esemplificativo:

- i **meccanismi per l'identificazione dei PCP**, per valutare anche una possibile sua evoluzione tramite lo scorporo delle interruzioni eccezionali conseguenti a Periodi di Ondate di Calore (POC), replicando di fatto il metodo statistico già esistente per la definizione dei Giorni con Fulminazioni eccezionali (GFE);

- la valutazione della **riclassificazione degli ambiti**, per valutare le evoluzioni urbanistiche che hanno modificato le concentrazioni degli abitanti nei vari territori;
- la definizione di **obiettivi di lungo termine** che siano (i) fattivamente raggiungibili per le grandi città metropolitane, le cui evidenze hanno rilevato avere *performance* di continuità significativamente inferiori rispetto a quella degli ambiti AC; (ii) correlati all'*effort* economico richiesto agli operatori per raggiungerli, anche considerando i conseguenti impatti tariffari che ne deriverebbero (*willingness to pay*).

**S 16.**

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

Posto che le azioni di regolazione da portare avanti per questi temi necessiteranno di tempo, si ritiene invece che un'eventuale **evoluzione del PCP con lo scorporo del POC** possa essere implementato in tempi più rapidi, per cogliere meglio la variabilità meteo sempre più frequente ed estrema e non sempre intercettata dal meccanismo attuale.

**S 17.**

*Osservazioni in materia di regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso*

Si rinvia allo spunto S14

S 18.

*Osservazioni in materia di regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso*

Si rinvia allo spunto S14

S 19.

*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*

La scrivente comprende le logiche semplificate di valorizzazione delle *performance* di continuità.

In merito al **tetto ai premi e alle penalità**, si condivide la semplificazione proposta di un unico valore a prescindere dal livello di concentrazione.

Tuttavia, si ritiene importante che, in analogia alla personalizzazione del livello obiettivo in funzione delle *performance* del singolo DSO, **il tetto debba essere definito individualmente per operatore, scorporando e distinguendo quello ai premi rispetto a quello alle penali.**

Ne risulteranno quindi due valori specifici per ogni DSO, **valevoli per il quadriennio 2024-2027:**

- uno di **tetto al premio**, a prescindere dagli ambiti serviti, ma **definito come media ponderata** per il **numero di utenti BT** del **valore dei tetti ai premi applicabili fino al 2023;**
- uno di **tetto alle penali**, con logiche analoghe.

Si chiede inoltre conferma del fatto che tale tetto **comprenda anche le eventuali penali derivanti da non validità e/o conformità dei dati e del sistema di registrazione.**

S 20.

*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*

La **riforma del ROSS** da una parte **riguarda i tipici elementi della regolazione tariffaria** - concentrandosi sulle modalità di determinazione dei costi riconosciuti e sugli incentivi all'efficienza - e dall'altra **traguarda obiettivi di miglioramento nell'erogazione della qualità** del servizio.

La proposta inserita in consultazione presuppone che il distributore possa accedere a meccanismi di rinforzo dei premi di continuità solo se presenta profili di efficienza già molto elevati aderendo all'opzione ad alto incentivo SAP.

La scrivente, tuttavia, ritiene che questo **collegamento con la regolazione output-based dovrebbe essere esteso anche alla soluzione SBP** e dovrebbe essere **valutato su un orizzonte temporale** più ampio corrispondente **all'intero periodo regolatorio**. Spesso, infatti, gli impatti degli investimenti e delle decisioni di spesa hanno riflessi sulla continuità solo valutando un periodo di tempo più lungo.

Pertanto, si **potrebbe valutare di introdurre una maggiorazione dei premi** (o riduzione di penali) **D1 e N1 del quadriennio regolatorio nel caso il DSO realizzi** - in tale periodo - **sia efficienze complessive** (che in parte sono ovviamente condivise anche con i clienti finali) **sia performance di continuità del servizio crescenti**.

Tale maggiorazione premi/riduzione penali avrebbe una **potenza maggiore** nel caso il DSO aderisse al meccanismo **SAP** e una **potenza minore** nel caso aderisse invece al **SBP**.

Si ritiene infatti che **sia corretto incentivare l'effort compiuto da qualsiasi DSO** che riuscisse a **perseguire contemporaneamente due obiettivi contrapposti**, quali sono la riduzione di spesa e l'aumento della qualità del servizio reso. I benefici per gli utenti sarebbero infatti doppi: minor spesa tariffaria a fronte di interruzioni meno frequenti e/o meno lunghe.

S 22.

*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*

La scrivente condivide che sia difficilmente praticabile l'adozione di meccanismi di regolazione individuale a tutela degli utenti BT e ritiene che costituisca una **doppia penalizzazione**; per tale ragione, **si condivide la proposta di eliminazione** della regolazione individuale anche per gli utenti MT **dal 2026**.

S 23.

*Osservazioni in merito agli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate*

Si **condivide la proposta di un unico standard** omogeneo per tutti, in coerenza con le finalità perseguite dal Regolatore di uniformità di trattamento a prescindere da tipo e ubicazione dell'utente.

In dettaglio, si propone che lo **standard omogeneo venga assunto pari a 8 ore**, al fine di tutelare maggiormente gli utenti al momento più svantaggiati per tipologia e ubicazione (BT in aree a bassa concentrazione, con ora indennizzi dopo 12 ore), in coerenza con la seconda finalità perseguita dal Regolatore di tutela degli utenti in aree rurali.

Si **condivide l'esonero per i DSO dal pagamento del contributo al FEERAPS**, dal momento che – come correttamente indicato in consultazione – i DSO sono al momento soggetti a un doppio versamento per la stessa interruzione.

S 24.

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

Nessuna osservazione



S 25.

*Osservazioni in relazione alla regolazione in materia di qualità della tensione*

Condividendo le considerazioni sulle **difficoltà di identificazione della profondità dei buchi di tensione** per gli utenti connessi alle reti di distribuzione e le ancora persistenti difficoltà inerenti all'identificazione dell'origine e alla disponibilità delle apparecchiature di monitoraggio, **si apprezza la proposta di mantenimento di pubblicazione comparativa** dei buchi di tensione severi senza introdurre una regolazione incentivante né livelli specifici di qualità della tensione.

S 26.

*Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità*

Nessuna osservazione

S 27.

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

La scrivente condivide la logica sottesa negli orientamenti dell'ARERA, ma ritiene che la valorizzazione delle **penali proposte possa rivelarsi eccessivamente onerosa per i DSO**.

S 28.

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

In relazione allo sviluppo di un nuovo meccanismo di incentivazione generale relativo alla tempestività dell'esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale la scrivente apprezza che l'Autorità intenda valutare le difficoltà di natura autorizzativa e **propone un momento ad hoc** – post

consultazione in cui condividere gli obiettivi che intende perseguire la regolazione, così da farci promotori di proposte coerenti con i meccanismi anche tariffari che l'Autorità sta implementando.

S 29.

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

Si apprezza e condivide la **proposta di attivazione di un meccanismo di premialità** correlato ai benefici attesi degli **interventi di sviluppo**.

S 30.

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

Si **condivide la proposta di incentivazione alla realizzazione di dispositivi di compensazione** delle **immissioni di energia reattiva in aree omogenee**.

Inoltre, si chiede conferma che tale incentivazione sia applicata anche a eventuali investimenti per dispositivi di compensazione installati **anche in aree non omogenee**, nel caso fossero comunque oggetto di precedente pianificazione e condivisione con il TSO e/o con altri DSO operanti nella stessa area non omogenea.

Si forniranno in occasione della consultazione sulla regolazione delle infrastrutture di trasmissione elettrica eventuali osservazioni alle proposte di gestione dell'energia reattiva così da meglio coordinare la pianificazione degli investimenti di regolazione di tensione rispetto alle esigenze del sistema elettrico nel suo complesso.

**S 31.**

*Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di qualità commerciale*

Si apprezza la **proposta di eliminazione di sovrapposizione** di indennizzi destinati ai produttori del TIQE e gli indennizzi del TICA (30.8).

**S 32.**

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

Si chiede conferma del fatto che il sistema di telecontrollo (o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio) debba essere installato sulle linee BT nel punto in cui dette linee si attestano agli impianti MT/BT da cui partono linee BT equipaggiate con interruttori a condizione che per questi interruttori sia possibile effettuare aperture o chiusure a distanza. In pratica, non vige al contrario l'obbligo di installazione del sistema di telecontrollo se gli interruttori non danno la possibilità di aprire o chiudere a distanza.

**S 33.**

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

Nessuna osservazione.