

**RISPOSTA DI ENEL AL**  
**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 287/2019/R/eeI**  
**“AGGIORNAMENTO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITA’ DEL SERVIZIO DI**  
**DISTRIBUZIONE DELL’ENERGIA ELETTRICA NEL SEMIPERODO DI REGOLAZIONE 2020-**  
**2023”**  
**Valutazione di impatto della regolazione della continuità del servizio e orientamenti**  
**dell’Autorità**

## **1. Premesse**

Enel accoglie con favore l’intento di codesta Autorità di voler revisionare la vigente regolazione della qualità del servizio per il semiperiodo regolatorio 2020-2023.

Seppur Enel riconosca pienamente gli ottimi risultati conseguiti dalla vigente regolazione, che hanno permesso negli anni un drastico miglioramento degli indicatori di qualità del servizio su tutto il territorio nazionale, ritiene opportuno introdurre specifici aggiornamenti alla regolazione.

Ciò in conseguenza sia dell’incremento della frequenza e dell’intensità degli eventi metereologici estremi – frutto dei cambiamenti climatici - che delle profonde trasformazioni che sta subendo il sistema elettrico in termini di diffusione di impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto sulle reti in bassa e media tensione, e maggiore sensibilità di alcune tipologie di clienti.

Peraltro, il periodo regolatorio vigente - della durata di 8 anni - se da un lato ha garantito un più ampio respiro e stabilità per la pianificazione degli investimenti da parte degli operatori di rete, dall’altro necessita intrinsecamente di aggiornamenti orientati a seguire la rapida evoluzione del mercato dell’energia.

Enel ritiene prioritario perseguire standard di qualità del servizio di distribuzione sempre più elevati, in un contesto che vede il vettore elettrico protagonista della transizione energetica.

## **2. Osservazioni generali**

Con riferimento alle analisi contenute nella Valutazione di Impatto della Regolazione (VIR) inclusa nel presente DCO, si evidenzia come i provvedimenti tecnologici innovativi atti a migliorare la continuità del servizio messi in campo da e-distribuzione hanno portato ad un sensibile miglioramento degli indicatori Durata complessiva annua delle interruzioni lunghe<sup>1</sup> per utente BT

---

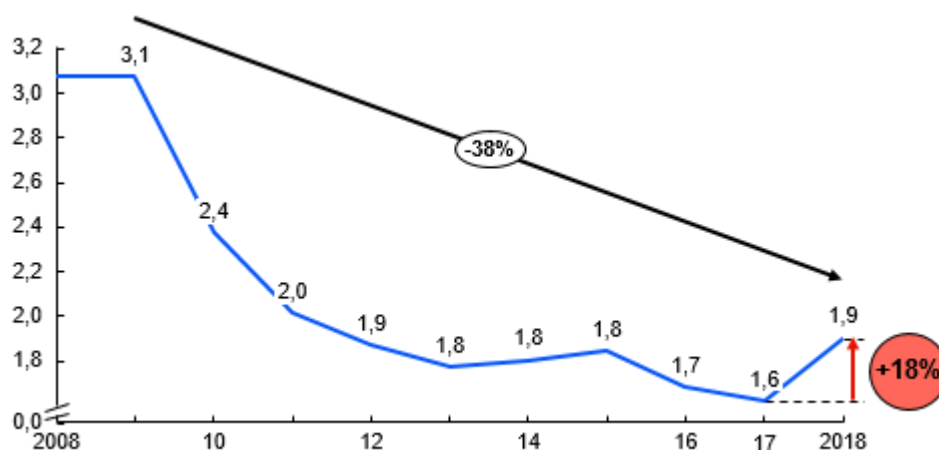
<sup>1</sup> Interruzione di durata superiore a tre minuti, così come definito all’art. 1.1 lettera w) del TIQE.

(D1) e Numero complessivo delle interruzioni senza preavviso brevi<sup>2</sup> e lunghe per utente BT (N1), che si sono ridotti rispettivamente del 70% dal 2000 e del 26% dal 2006. In particolare, si evidenzia come le suddette *performance* di miglioramento siano ancor più rilevanti - e pari rispettivamente al - 80% per il D1 e -38% per l'N1 - se si esclude il peggioramento degli indicatori di continuità del servizio del 2018.

Tale peggioramento, riscontrato anche dalla stessa Autorità, è da attribuirsi principalmente alla straordinaria intensità e frequenza dei fenomeni meteorologici che hanno comportato un incremento eccezionale del numero di interruzioni brevi (NIB) ricomprese, come noto, nell'indicatore N1 e della Durata D1.

### 3. Incidenza delle interruzioni brevi sulle performance di continuità

A riprova della sopradescritta incidenza delle interruzioni brevi sull'indicatore N1, si riporta nella figura di seguito l'andamento dell'indicatore Numero Interruzioni Brevi (NIB) negli ultimi 10 anni. Dal grafico si evince, in particolare, l'incremento di tale indicatore registrato nel 2018, rispetto al biennio precedente.



*Evoluzione del numero di interruzioni brevi (NIB) dal 2008 al 2018 su rete di e-distribuzione*

In linea di principio, si ritiene che l'indicatore N1 dovrebbe contemplare solo le interruzioni lunghe, simmetricamente a quanto previsto, fin dall'avvio della regolazione, per l'indicatore di durata delle interruzioni D1. In subordine, l'indicatore N1 non dovrebbe includere le c.d. "interruzioni brevissime"

<sup>2</sup> Interruzione di durata superiore a un secondo e non superiore a tre minuti, come definito dall'art 1.1 lettera x) del TIQE.

(i.e. interruzioni comprese tra un secondo e cinque secondi) subite dagli utenti BT, che dovrebbero essere assimilate più correttamente alle interruzioni transitorie<sup>3</sup>, venendo conseguentemente escluse dall'indicatore N1.

Si evidenzia come la generalità dei clienti BT risulti meno sensibile alle interruzioni brevissime, tant'è vero che la normativa europea CEI EN 50160 le ricomprende tra le interruzioni transitorie, prevedendo che «In alcuni paesi, i termini Interruzioni Molto Brevi (VSI) o interruzioni transitorie sono usati per classificare le interruzioni con durata inferiore ad un valore compreso tra 1 s e 5 s. Tali interruzioni sono correlate all'intervento del dispositivo di richiusura automatica.» [Rif. Nota 7, definizione 3.19].

Inoltre, tale riclassificazione consentirebbe alle imprese di distribuzione di testare nuove e più efficaci tecniche di automazione della rete, senza arrecare nessun pregiudizio alle utenze BT coinvolte nella sperimentazione.

Ciò premesso, Enel concorda con la previsione avanzata dalla stessa Autorità di innalzare sperimentalmente la soglia delle interruzioni da 1 a 5 secondi, attualmente prevista esclusivamente in ambito di "esperimenti regolatori", e auspica che venga estesa a tutti gli ambiti nazionali oggetto delle innovazioni tecnologiche relative all'automazione di rete, anche prima della fine del periodo regolatorio.

In aggiunta, come ulteriore elemento di analisi, si porta all'attenzione dell'Autorità la trascurabile percezione delle interruzioni brevi da parte della generalità delle utenze in bassa tensione (BT). Più in dettaglio, già nel 2015, e-distribuzione aveva condotto un'indagine qualitativa volta a quantificare l'impatto delle interruzioni di energia elettrica che hanno interessato un campione di clienti domestici e di imprese con fascia di potenza compresa tra 0,5 MW e 5 MW. Dopo aver condiviso i risultati di tale analisi qualitativa con l'Autorità nel corso della consultazione del DCO 415/2015/R/eel che ha preceduto l'emissione dell'attuale TIQE 2016-2023, e-distribuzione ha condotto una seconda *survey* quantitativa, interessando un campione più rilevante di clienti (330 imprese BT, 165 imprese MT e 1.100 clienti BT domestici). I risultati della *survey* hanno dimostrato che le interruzioni brevi hanno un impatto sensibile solo per le imprese con forniture MT, mentre l'impatto è trascurabile per tutte le altre tipologie di utenze interessate dalla *survey*.

In particolare, la *survey* quantitativa ha dimostrato che soltanto nel 20% dei casi le interruzioni brevi costituiscono causa di "disturbo" per le utenze domestiche BT, risultato analogo (17%) è stato

---

<sup>3</sup> Interruzione di durata non superiore a un secondo, identificata in base all'intervento di dispositivi automatici, come definito dall'art 1.1 lettera y) del TIQE.

ottenuto per il campione di utenze industriali BT intervistate a fronte di un 40% dei casi per gli utenti industriali MT intervistati.

Da questi risultati non appare, quindi, completamente verificata l'assunzione fatta nel documento di consultazione al paragrafo 4.1 comma a) per cui *“al consumatore BT interessa l'eliminazione delle interruzioni e non la sola riduzione della loro durata al di sotto della soglia dei 3 minuti”*.

I risultati di tali *survey* verranno aggiornati a breve con un nuovo sondaggio, che e-distribuzione condurrà su scala nazionale e che coinvolgerà sia clienti di tipo domestico che di tipo industriale.

Sempre con riferimento al trend di incremento delle interruzioni brevi registrato nell'ultimo biennio, nel paragrafo successivo verrà approfondita l'incidenza del fenomeno delle fulminazioni e le prime analisi condotte sulla correlazione tra tali fenomeni meteorologici e l'incremento del NIB.

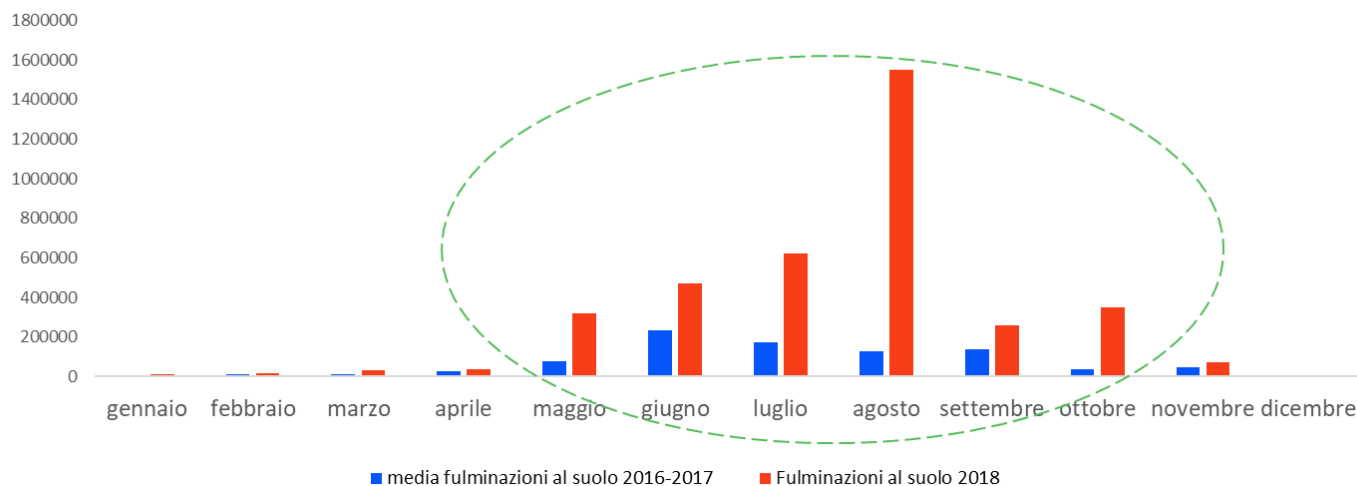
#### **4. Analisi degli effetti delle fulminazioni e metodi statistici di sterilizzazione**

L'anno 2018 è stato caratterizzato da un numero eccezionale di fulminazioni al suolo: 3,7 milioni di fulmini caduti rispetto a 0,8 milioni di fulmini registrati nel biennio precedente, in linea con il trend storico. L'incremento delle fulminazioni al suolo del 2018 rispetto al biennio precedente è stato quindi c.a. del 270%.

Il fenomeno - di eccezionale entità durante tutto l'anno - ha raggiunto valori ragguardevoli soprattutto nel semestre maggio/ottobre (c.a. + 470% in media vs il biennio precedente), con un picco di +1140% ad agosto (oltre 1,5 milioni di fulminazioni vs 120.000 nel biennio precedente). Nel grafico di seguito è riportato l'andamento delle fulminazioni al suolo registrato in tutti i mesi dell'anno 2018 e confrontato, mese su mese, con la media delle fulminazioni del biennio precedente.



**Fulminazioni al suolo 2018 vs media biennio precedente**



*Evoluzione del numero di fulminazioni al suolo nel 2018 vs. biennio precedente*

Tale contesto meteorologico ha comportato un aumento nel numero delle interruzioni brevi (NIB) che impattano l'indicatore N1, a causa di fulminazioni dirette o indirette sugli asset di distribuzione.

A livello nazionale, il NIB è aumentato del 16% rispetto al biennio precedente, con picchi superiori al 50% nei mesi di agosto e ottobre, in cui si è registrata la più alta crescita percentuale di fulminazioni al suolo rispetto al biennio precedente.

L'elevata incidenza del NIB sull'N1 a causa delle sopracitate fulminazioni eccezionali - unitamente al fatto che i livelli tendenziali del numero delle interruzioni diventano sempre più sfidanti essendo in prossimità della conclusione del periodo regolatorio - comporta crescenti difficoltà per le imprese di distribuzione nel raggiungimento dei livelli obiettivo sull' N1 fissati per il 2023.

Inoltre, le fulminazioni dirette e indirette sulle reti di distribuzione comportano interruzioni del servizio che, stante l'attuale regolazione, per non avere impatti sulla qualità del servizio, dovrebbero essere ridotte al di sotto di 1 secondo e classificate quindi come interruzioni transitorie.

A riprova dell'incremento delle fulminazioni al suolo riscontrate negli ultimi anni, si riporta nel presente documento una sintesi dello studio in corso di elaborazione da e-distribuzione in collaborazione con il Dipartimento di Matematica e Statistica del Politecnico di Milano.

Tale studio statistico si è basato sul *dataset* delle fulminazioni al suolo Sistema Italiano Rilevamento Fulmini (SIRF), elaborato dal CESI. Tale *dataset* contiene l'elenco delle fulminazioni occorse tra il



2005 ed il 2018<sup>4</sup> sull'intero territorio nazionale, a livello comunale e con dettaglio giornaliero e orario. I dati relativi alle fulminazioni del decennio 2005-2014 sono stati assunti come “valori storici” di riferimento per il calcolo dei valori medi, deviazione standard e percentili.

È stato quindi calcolato il numero annuo di fulminazioni al suolo degli anni 2005-2018, dando evidenza del fatto che – su tutte le provincie italiane - le fulminazioni al suolo occorse nel 2018 sono state numericamente superiori, di diversi ordini di grandezza, rispetto alla media storica 2005-2014.

Tale eccezionalità delle fulminazioni occorse nel 2018 rispetto alla media storica 2005-2014 è stata riscontrata anche considerando – in luogo del numero di fulminazioni per provincia all'anno – il valore medio dei fulmini giornalieri (solo nei giorni con fulminazioni) per provincia.

È stata, inoltre, confrontata la densità delle fulminazioni (n° fulminazioni/km<sup>2</sup>) per provincia nel 2018 con la densità delle fulminazioni medie nel periodo 2005-2014 e con la densità delle fulminazioni “standard” definita dalla norma CEI 81-3 (c.d. “mappe cerauniche”), riscontrando anche in tal caso l'eccezionalità del 2018.

Infine, è stata effettuata, per ogni provincia italiana, un'analisi del 90° e 95° percentile delle fulminazioni giornaliere nelle giornate con fulmini, evidenziando anche in tal caso l'eccezionalità del 2018 rispetto alla media storica.

Un'ulteriore analisi statistica ha riguardato l'analisi della distribuzione della densità di fulminazioni giornaliere nel corso degli anni, dimostrando come le fulminazioni eccezionali occorse nel 2018 non si sono manifestate a seguito di un chiaro *trend* di incremento annuale delle fulminazioni, le quali paiono al contrario avere un andamento aleatorio anno su anno.

Di seguito, viene riportata una prima proposta – in corso di definizione con il supporto del Politecnico di Milano - per un possibile metodo statistico che consenta la sterilizzazione delle interruzioni brevi dovute a fulminazioni.

Si propone di scorporare dall'indicatore N1 le interruzioni brevi occorse nei giorni in cui le fulminazioni al suolo, in una data provincia, sono risultate superiori rispetto ad una determinata soglia, compresa ad esempio tra il 90 e il 99° percentile, delle fulminazioni al suolo occorse nel decennio di riferimento 2005-2014. Tale proposta è in linea con le risultanze delle analisi condotte e condivise con il Dipartimento di Matematica del Politecnico di Milano, e consentirebbe di scorporare dall'indicatore N1 anche le interruzioni lunghe ottenute accorpando le diverse interruzioni brevi

---

<sup>4</sup> Ad esclusione delle fulminazioni registrate nel 2015, a causa dell'assenza del relativo database negli archivi del SIRF. Nel presente paragrafo, il riferimento al periodo 2005-2018 va inteso sempre al netto del 2015.

occorse entro 60 minuti. Il meccanismo proposto avrebbe il pregio di essere di semplice implementazione rispetto all'ipotesi alternativa, avanzata nel DCO, di sviluppare un meccanismo PCP<sup>5</sup> riferibile alle sole interruzioni brevi (c.d PCP\_b). Inoltre, come verrà dimostrato nello studio sopra descritto, il meccanismo non è soggetto al rischio di falsi-positivi, ovvero trova applicazione unicamente nel caso di reale presenza di fulminazioni eccezionali rispetto alla media storica.

Stante quanto sopra, Enel condivide l'orientamento dell'Autorità di voler adottare un meccanismo regolatorio che consenta di sterilizzare le interruzioni brevi non di responsabilità degli operatori, in quanto dovute ad eventi meteo estremi (i.e. fulminazioni eccezionali), similmente a quanto già avviene per le interruzioni lunghe con il meccanismo statistico del PCP e della forza maggiore documentale<sup>6</sup>.

Con riferimento all'attuale meccanismo statistico del PCP, si evidenzia come lo stesso non sia in grado di sterilizzare dagli indicatori di continuità del servizio le interruzioni lunghe derivanti dall'accorpamento di diverse interruzioni brevi occorse entro un'ora.

Infatti, gli art. 4.7 lettera a) del TIQE e art. 5.1 delle "istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione di energia elettrica (edizione dicembre 2016)" prevedono di accorpare tutte le interruzioni brevi registrate entro 60 minuti, qualora la causa o l'origine di tali interruzioni sia la stessa. Conseguentemente, l'accorpamento di diverse interruzioni brevi dovute a fenomeni meteorologici eccezionali darà luogo ad un'interruzione lunga non colta dall'attuale meccanismo del PCP.

Inoltre, si evidenzia che l'attuale meccanismo del PCP – determinando i periodi di condizioni perturbate mediante l'analisi del numero di interruzioni senza preavviso lunghe avvenute all'interno di fasce di 6 ore fisse e predefinite<sup>7</sup> - non coglie in pieno le condizioni di eccezionalità manifestatesi in un intervallo temporale a cavallo tra due delle fasce definite dall'Autorità<sup>8</sup>. Si ritiene, dunque, opportuno valutare la revisione del meccanismo PCP attualmente in vigore, prevedendo delle finestre temporali mobili, in luogo delle attuali fasce orarie fisse e predefinite. A riguardo, si segnala

---

<sup>5</sup> Periodo di Condizioni Perturbate, identificato con le modalità prescritte dalla Scheda n.1 del TIQE.

<sup>6</sup> Art 7.1 lettera a) del TIQE e capitolo 2 del documento ARERA "Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione di energia elettrica – edizione dicembre 2016".

<sup>7</sup> 00:00-06:00; 06:00-12:00; 12:00-18:00 e 18:00-24:00, come definito alla Scheda n.1 del TIQE.

<sup>8</sup> Ad esempio, delle interruzioni lunghe potrebbero essere sterilizzate dagli indicatori di continuità se avvenute tra le 04:00 e le 06:00 (prima fascia oraria), mentre le stesse interruzioni lunghe potrebbero non essere sterilizzate dagli indicatori se avvenute tra le 05:00 e le 07:00 (in quanto alcune rientrerebbero nel calcolo del PCP della prima fascia oraria, e altre nel calcolo del PCP della seconda fascia oraria).

che e-distribuzione ha avviato delle simulazioni sugli impatti e sulle modalità di implementazione di tali finestre mobili del PCP, i cui risultati verranno condivisi con l'Autorità non appena disponibili.

## 5. Riduzione del divario tra le diverse aree del Paese

Come indicato dalla stessa ARERA sia nel Documento per la Consultazione sul Quadro Strategico 2019-2021<sup>9</sup> che nella Deliberazione di avvio della revisione regolatoria per la qualità del servizio e le tariffe di distribuzione<sup>10</sup>, la qualità del servizio e l'innovazione sono state per anni al centro della regolazione e sono stati ottenuti importanti miglioramenti in particolare nella qualità del servizio elettrico e nella progressiva convergenza tra i livelli di servizio registrati nelle diverse aree del Paese. Tuttavia, si evidenzia che l'impianto regolatorio, definito ormai quasi 20 anni fa, riflette un contesto macroeconomico e di sviluppo demografico e infrastrutturale profondamente diverso rispetto a quanto è poi realmente accaduto: non era infatti possibile prevedere i drastici mutamenti che si sono verificati negli ultimi anni, quali le due ondate di crisi economica e la successiva fase di stagnazione (con i conseguenti impatti sulla crescita della domanda e sul numero di clienti connessi alle reti di distribuzione) e una così rapida diffusione della generazione distribuita sulle reti di media e bassa tensione. Di conseguenza, appare oggi più che mai opportuno un approccio regolatorio innovativo che consenta una revisione dei livelli tendenziali e dei livelli obiettivo, tenendo conto del mutamento occorso nello scenario in cui operano i distributori e delle sue possibili ulteriori evoluzioni.

L'attenzione di ARERA si è progressivamente concentrata nella necessità di interventi *ad hoc* anche finalizzati alla riduzione del *gap* delle caratteristiche e delle *performance* delle attuali reti di distribuzione rispetto alle nuove esigenze, che derivano sia dal contesto di decentralizzazione delle risorse e di decarbonizzazione della generazione, che dalla necessità di aumento della resilienza per fronteggiare i rischi connessi agli eventi estremi.

Coerentemente con l'evoluzione descritta sopra, così come già espresso da Enel in sede di Audizione, con specifico riferimento alla qualità del servizio, si ritiene necessaria una revisione dei meccanismi di regolazione che colga le effettive necessità delle diverse tipologie di clienti. Per raggiungere tali sfidanti obiettivi, la regolazione dovrebbe:

---

<sup>9</sup> Deliberazione 242/2019/A.

<sup>10</sup> Delibera 09 aprile 2019 n.126/2019/R/eel - Avvio di procedimento per l'aggiornamento *infra-periodo* della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.



- Tener conto della diversa situazione di partenza dei diversi ambiti, in termini di indicatori di continuità del servizio;
- Non penalizzare gli ambiti meritevoli di accesso ai premi, alla luce delle *performance* di continuità raggiunte e al fine di valorizzare gli ingenti investimenti fatti dalle imprese, che hanno consentito il raggiungimento ed il mantenimento di tali elevate *performance*;
- Permettere di migliorare le *performance* di continuità del servizio, laddove necessario, sperimentando soluzioni tecnologiche e regolatorie innovative proposte dagli operatori, coerentemente con le indicazioni dell'obiettivo strategico OS.4<sup>11</sup> del Quadro Strategico 2019-2021. Ciò consentirebbe di migliorare le *performance* di continuità del servizio anche mediante interventi meno impattanti sulle tariffe di distribuzione rispetto a scelte di investimento "tradizionali", in un'ottica di ottimizzazione dei costi-benefici complessivi per il sistema.

In considerazione dei punti sopra esposti, e come verrà meglio dettagliato nei paragrafi seguenti, Enel non ritiene condivisibile l'adozione di qualsivoglia meccanismo che vada ad incidere sull'effetto di compensazione nel saldo premi/penali tra ambiti territoriali a premio e ambiti territoriali in penale. Tali previsioni, infatti, risulterebbero estremamente gravose e ingiustamente penalizzanti per le imprese, fornendo un segnale di investimento distorto.

Si condivide, invece, l'orientamento di codesta Autorità ad avviare "esperimenti regolatori" in cui effettuare delle sperimentazioni su larga scala di tecnologie innovative sfruttando le evoluzioni in corso in termini di digitalizzazione delle reti elettriche, allo scopo di migliorare le *performance* di qualità del servizio in quegli ambiti, a fronte dell'introduzione di una deroga alla regolazione vigente.

Si ritiene però che la possibilità di realizzare tali "esperimenti regolatori" in ambiti selezionati debba avvenire con le precisazioni espresse nei paragrafi successivi.

Con riferimento, infine, all'ipotizzata riproposizione di una regolazione "speciale" dedicata agli ambiti così detti "peggio serviti" <sup>12</sup> e/o "critici" <sup>13</sup>, si ritiene che tale approccio regolatorio - di carattere più "tradizionale" - non fornirebbe gli adeguati incentivi al miglioramento degli indicatori della continuità del servizio. La regolazione speciale per gli ambiti peggio serviti adottata nel periodo 2012-2015, infatti, non ha portato i risultati attesi.

---

<sup>11</sup> OS. 4: "Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca".

<sup>12</sup> Ambiti territoriali con livelli di continuità del servizio peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo del 2023 per N1 o D1.

<sup>13</sup> Ambiti territoriali con livelli di continuità del servizio peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo del 2023 per N1 e D1.

In subordine al meccanismo proposto dall'Autorità basato su extra-premialità ed extra-penalità, si propone che il meccanismo venga modificato e reso più efficace considerando comunque delle forme di incentivazione in caso di significativo miglioramento delle *performance*, anche senza il raggiungimento dei livelli obiettivo, per incentivare gli interventi in aree molto lontane dai livelli obiettivo. Anche tale argomento verrà approfondito nei paragrafi seguenti.

### **5.1 Regole che riducano l'effetto di compensazione tra aree a premi e aree a penali**

All'interno della Valutazione di Impatto della Regolazione (VIR) sulla continuità del servizio contenuta nel presente documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto l'introduzione di una regola che, sotto il profilo concettuale, mira ad evitare effetti di compensazione, per una stessa impresa, tra i premi conseguiti in una parte del Paese e le penalità dovute per le *performance* di un'altra parte del Paese, nel caso di e-distribuzione tipicamente le regioni del Sud e le Isole. Secondo gli orientamenti posti in consultazione, il meccanismo proposto dovrebbe prevedere una riduzione progressiva nel tempo dei premi relativi alla continuità del servizio, in presenza di ambiti che per almeno due anni consecutivi risultino in penalità per la durata e/o per il numero delle interruzioni.

La scrivente società ritiene che tale previsione finirebbe per vanificare gli sforzi fatti dalle imprese per migliorare la continuità del servizio negli ambiti a premio e – al contempo – finirebbe per snaturare la regolazione incentivante della continuità del servizio, basata sull'analisi e sulla valorizzazione economica delle *performance* dei *singoli* ambiti territoriali. Inoltre, si ritiene che tale proposta non rappresenterebbe uno stimolo adeguato per la riduzione del divario di *performance* tra i diversi ambiti territoriali e anzi – al contrario – penalizzerebbe gli ambiti meritevoli di accesso ai premi, non fornendo adeguati incentivi al mantenimento delle *performance* di qualità in tali ambiti, non tenendo adeguatamente conto della diversa situazione di partenza dei diversi ambiti in termini di indicatori di continuità del servizio.

Si evidenzia, inoltre, come gli investimenti di e-distribuzione siano già indirizzati verso gli ambiti con *performance* di continuità inferiori. Più in dettaglio, oltre il 50% degli investimenti dedicati alla qualità del servizio nel periodo 2010-2018 sono stati concentrati al Sud e sulle Isole e il resto sulle regioni del Nord e Centro Italia. Questo a riprova del fatto che i driver degli investimenti di e-distribuzione sono proprio le *performance* dei singoli ambiti territoriali, e pertanto si ritiene che non sia necessario alcun intervento regolatorio volto a ridurre l'effetto di compensazione.

## 5.2 Regolazione speciale per le aree “peggio servite” o “critiche”

Nel DCO in oggetto viene posta in consultazione la reintroduzione di una regolazione speciale per gli ambiti c.d. “peggio serviti” o “ambiti critici”<sup>14</sup>. Tuttavia, a differenza del meccanismo regolatorio dedicato agli ambiti peggio serviti adottato nel precedente periodo regolatorio (2012-2015) mediante la Deliberazione 198/2011, la proposta avanzata nel presente DCO prevede, oltre a delle premialità aggiuntive *una tantum* per gli ambiti peggio serviti/critici che raggiungeranno il livello obiettivo al 2023 - in analogia a quanto già previsto dalla precedente regolazione - anche delle penalità aggiuntive (anch’esse *una tantum*) in caso di mancato raggiungimento dei livelli obiettivo 2023.

Inoltre, la regolazione speciale per gli ambiti peggio serviti, adottata nel periodo 2012-2015, riguardava esclusivamente la durata delle interruzioni, mentre nel DCO in oggetto l’Autorità prevede di adottare una regolazione speciale in via prioritaria per gli ambiti peggio serviti per il numero delle interruzioni e – solo in subordine – anche per gli ambiti critici (ovvero peggio serviti sia per la durata che per il numero delle interruzioni).

Come già riportato nel capitolo 5, si ritiene che tale approccio regolatorio - di carattere più “tradizionale” - non fornirebbe gli adeguati incentivi a ridurre il divario tra le diverse aree del Paese.

Peraltro, come detto, la regolazione speciale per gli ambiti peggio serviti adottata nel periodo 2012-2015 non ha portato i risultati sperati: nel 2015, solo 3 ambiti su 41 hanno raggiunto gli obiettivi di durata delle interruzioni e pertanto hanno avuto accesso al premio addizionale *una tantum*. Ciò perché, sebbene concettualmente si ritiene che le extra-premialità rappresentino la migliore forma di incentivazione per il raggiungimento di un dato livello di *performance*, Enel ritiene che la mera definizione di un meccanismo incentivante che guarda esclusivamente alla distanza degli indicatori di qualità dal livello obiettivo, non costituisce lo strumento adeguato a fornire i corretti segnali alle imprese in grado di orientarne gli investimenti per cogliere lo sviluppo tecnologico e le sfide del cambiamento climatico in atto.

In subordine, l’eventuale re-introduzione di una regolazione speciale per gli ambiti peggio serviti o critici dovrebbe considerare esclusivamente forme di premialità proporzionali ai miglioramenti conseguiti, anche senza il raggiungimento dei livelli obiettivo, in modo da incentivare interventi in ambiti con livelli D1 e/o N1 particolarmente distanti dai livelli obiettivo.

---

<sup>14</sup> Vedi definizione di cui alle note 12 e 13.

Solo grazie all'introduzione di tali modifiche, Enel ritiene che tale proposta possa diventare una valida integrazione della regolazione per "esperimenti regolatori", che resta in ogni caso lo strumento principale per migliorare le *performance* di continuità degli ambiti ancora distanti dai livelli obiettivo.

### 5.3 Esperimenti regolatori

Nel DCO in oggetto, l'Autorità ha comunicato la volontà di adottare un nuovo tipo di approccio che – coerentemente con l'obiettivo strategico OS.4 del Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità – miri a responsabilizzare maggiormente gli operatori nella definizione di nuove forme di regolazione, anche in deroga a specifici punti dell'attuale regolazione della continuità del servizio, qualora ciò sia necessario per testare sul campo investimenti con caratteristiche innovative.

Come già anticipato, la scrivente società valuta positivamente la proposta avanzata dall'Autorità di avviare "esperimenti regolatori" in ambiti specifici, pur con alcune precisazioni rispetto alle previsioni contenute nel DCO.

In linea generale, l'Autorità ha riconfermato i livelli obiettivo al 2023 anche per gli ambiti oggetto di sperimentazione. Enel condivide il principio esposto dall'Autorità secondo cui gli attuali livelli obiettivo vengono utilizzati come *benchmark* di riferimento, purché sia fatta salva la possibilità per i distributori di dimostrare, con analisi puntuali per ciascun ambito, l'impossibilità tecnica o la presenza di vincoli –regolatori che impediscano il raggiungimento dei livelli obiettivo vigenti entro il 2023.

Stante quanto sopra, su ciascun ambito territoriale oggetto di sperimentazione, l'impresa dovrebbe poter proporre ad ARERA, su propria iniziativa, una delle seguenti opzioni:

- Ambiti territoriali per cui è possibile raggiungere i livelli obiettivi entro il 2023, a fronte delle deroghe previste al paragrafo 4.6 dal documento di consultazione in oggetto nell'intero periodo di sperimentazione ("Esperimento regolatorio tipo A"), con le precisazioni espresse di seguito;
- Ambiti territoriali per cui definire autonomamente non soltanto i livelli tendenziali di durata e numero delle interruzioni, come già previsto in consultazione, ma anche i livelli obiettivo da raggiungere entro il 2023 ("Esperimento regolatorio tipo B");
- Ambiti territoriali per cui proporre il posticipo nell'applicazione degli attuali livelli obiettivo di ulteriori quattro anni ("Esperimento regolatorio tipo C").

Per quanto riguarda i c.d. "Esperimenti Regolatori tipo A", si precisa quanto segue:

Non si ritiene condivisibile l'ipotesi, avanzata nel presente DCO, di restituzione della totalità delle premialità conseguite dal 2020 al 2023 e di contestuale versamento delle eventuali penalità evitate nello stesso periodo, in caso di mancato raggiungimento dei livelli obiettivo attualmente previsti per il 2023. Tale previsione, infatti, non tiene in debito conto l'elevato rischio da sperimentazione che le imprese dovranno assumersi nel proporre soluzioni tecnologiche a contenuto altamente innovativo in un lasso di tempo limitato, per cui non esiste ad oggi un *track record* consolidato delle prestazioni cui fare riferimento, e da cui dipendono direttamente gli obiettivi di continuità del servizio da proporre.

Si propone, in alternativa, che per gli ambiti territoriali in sperimentazione che non raggiungono i livelli obiettivo fissati dall'Autorità al 2023 vengano restituite le penali evitate e i premi conseguiti dal 2020 al 2023 in misura proporzionale alla riduzione del divario delle *performance* conseguite nel 2023 rispetto al 2019.

A titolo di esempio, ipotizzando che le *performance* N1 e/o D1 del 2023 siano migliorate dell'X% rispetto al 2019 o altro valore (es. media del biennio precedente), il distributore che non ha raggiunto il livello obiettivo in un ambito ammesso alla sperimentazione sarebbe chiamato a versare l'1-X% delle penali evitate e dei premi conseguiti nell'ambito stesso dal 2020 al 2023.

Si ritiene che tale previsione possa incentivare i distributori nel conseguire *performance* di continuità quanto più vicine possibili ai livelli obiettivo definiti dall'Autorità, tenendo al contempo in considerazione l'effort eccezionale profuso per migliorare significativamente gli indicatori N1 e D1 in un numero di anni particolarmente ridotto e il già citato rischio da sperimentazione.

Per quanto riguarda i c.d. "Esperimenti Regolatori tipo B", le richieste di deroga all'applicazione degli attuali livelli obiettivo andrebbero motivate dai distributori evidenziando l'eccezionale complessità tecnico-organizzativa e/o vincoli regolatori specifici, connessi alla realizzazione, in un particolare ambito, di interventi in grado di portare le *performance* N1 e D1 agli attuali livelli obiettivo (ad esempio, in caso di particolari caratteristiche strutturali delle reti).

Riguardo alle modalità di definizione da parte dei distributori dei nuovi livelli tendenziali e dei livelli obiettivo previsti per gli "Esperimenti Regolatori tipo B", si precisa che questi vengono calcolati sulla base delle *performance* degli ambiti all'avvio della sperimentazione e delle caratteristiche specifiche della rete e dei clienti sottesi.

Per quanto riguarda i c.d. "Esperimenti Regolatori tipo C" le richieste di posticipo per l'applicazione degli attuali livelli obiettivo andrebbero motivate dai distributori alla luce di comprovati fattori esogeni (ad esempio: dimostrando che la realizzazione degli interventi in grado

di portare le *performance* di continuità ai livelli obiettivo necessitano di tempistiche di cantierizzazione e/o autorizzative superiori alla durata del periodo della sperimentazione). In tali casi, sarebbe necessario ridefinire i nuovi livelli tendenziali alla luce dell'estensione del periodo di sperimentazione, dagli attuali 4 a 8 anni.

Resta inteso che – in tutti i tre i casi di esperimenti regolatori proposti - gli operatori dovranno rendicontare l'effettivo miglioramento dei livelli di continuità del servizio rispetto ai livelli registrati all'avvio della sperimentazione e dimostrare che, in assenza di una deroga alla regolazione vigente, gli investimenti innovativi proposti non sarebbero implementabili e non sarebbe possibile raggiungere il miglioramento delle *performance* ipotizzato ad avvio della sperimentazione.

Inoltre, come principio generale, si condivide l'orientamento posto in consultazione di lasciare alle imprese la facoltà di proporre aggregati di ambiti territoriali e/o nuovi indicatori di continuità, anche di diversa concentrazione, che possono accedere alla sperimentazione, se interessati dalla stessa innovazione, guardando al livello di “qualità totale” conseguito dall'aggregato di ambiti territoriali.

Inoltre, Enel ritiene che gli esempi di funzionalità innovative avanzati dall'Autorità nel Box 1 del DCO rientrino pienamente tra gli investimenti meritevoli di accesso al meccanismo degli esperimenti regolatori. In particolare, si considera che le tecnologie di automazione della rete MT mediante la ricerca e l'isolamento del guasto in tempi ultra rapidi (c.d. selettività logica, *Smart Fault Selection*) siano tecnicamente in grado – in presenza di adeguate infrastrutture di telecomunicazione (i.e. fibra ottica) – di ridurre a pochi secondi la durata delle interruzioni per gli utenti non appartenenti al tronco di linea MT guasto tra due cabine telecontrollate. Come detto nel capitolo 3, tali investimenti innovativi andrebbero accompagnati da una nuova classificazione delle interruzioni incluse nell'indicatore N1, innalzando da 1 a 5 secondi il limite inferiore che caratterizza le interruzioni brevi. Ciò consentirebbe di testare nuovi e più rapidi cicli di richiusura automatica della rete, senza arrecare alcun pregiudizio alle utenze BT coinvolte nella sperimentazione. Si ritiene, infatti, che per tale tipologia di utenze le “interruzioni brevissime” (i.e. comprese tra un secondo e cinque secondi) siano assimilabili alle interruzioni transitorie, e che come tali possano essere non ricomprese nell'indicatore N1 oggetto di incentivazione. Si precisa che tale previsione dovrebbe riguardare tutti gli ambiti territoriali nazionali, e non soltanto quelli oggetto di sperimentazione.

Si evidenzia, infine, che negli ambiti oggetto di esperimenti regolatori gli investimenti in tecnologie innovative – come la già citata selettività logica – non sarebbero sostitutivi ad

interventi di tipo “tradizionale” (e.g. rinnovo della rete sulla base della vetustà degli asset e del tasso di guasto registrato e interventi di struttura) ma andrebbero ad aggiungersi ad essi.

## **6 Determinazione dell’istante di inizio delle interruzioni con origine BT**

Enel intende porre l’attenzione sugli impatti economici ed operativi derivanti dal chiarimento, fornito da codesta Autorità, circa l’obbligo di considerare la prima chiamata del cliente BT come istante di inizio di una interruzione anche nei casi in cui il cliente non si trovi fisicamente presso il punto di fornitura al momento della chiamata al servizio di pronto intervento (c.d. “cliente non sul posto”).

Si precisa che, a partire dalla presentazione degli impegni da parte di e-distribuzione nell’ambito del procedimento sanzionatorio DSAI 62/2018<sup>15</sup>, l’inizio dell’interruzione viene registrato sempre a decorrere dalla prima chiamata del cliente anche nei casi di cliente “non sul posto”. Inoltre, nell’ambito del procedimento, la società si è impegnata a sviluppare (entro 6 mesi dall’approvazione formale degli impegni da parte di ARERA), un applicativo informatico in grado di interrogare da remoto il contatore oggetto della segnalazione, in caso di chiamata da parte di un cliente “non sul posto”, in modo da determinare con maggiore certezza se inviare tempestivamente una squadra operativa per risolvere il presunto guasto (nel caso in cui il contatore non risulta raggiungibile<sup>16</sup> tramite l’interrogazione da remoto) o, in alternativa, invitare il cliente a richiamare una volta raggiunto il punto di fornitura (se il contatore risulta raggiungibile dall’interrogazione da remoto, ma il cliente riscontra comunque il perdurare di un’interruzione del servizio una volta giunto sul punto di fornitura).

L’adozione delle prescrizioni regolatorie, così come chiarite dall’Autorità nell’appendice 4 del DCO, in merito alle modalità di registrazione delle interruzioni segnalate dagli utenti BT, comporta:

- Nel caso in cui si intervenga sempre a seguito della prima chiamata del cliente non presente sul punto di fornitura, un sistematico incremento nel numero di accessi a vuoto (nei casi in cui non si riscontri effettivamente il guasto o nei casi in cui il contatore risulti non accessibile), con conseguente riduzione della capacità di pronto intervento dei distributori ed un aggravio dei costi operativi;
- Nel caso in cui si riduca il numero di accessi a vuoto, intervenendo solo a seguito della seconda chiamata del cliente (una volta che questi avrà raggiunto il luogo della fornitura, riscontrando la persistenza del guasto), si andrà ragionevolmente incontro ad un notevole

<sup>15</sup> Deliberazione 214/2019/R/eel (Dichiarazione di ammissibilità e pubblicazione della proposta di impegni presentata da e-distribuzione S.p.a.).

<sup>16</sup> Con il termine “raggiungibile”, si intende che il distributore riesce a riscontrare che il contatore è alimentato e in tensione.



incremento dei rimborsi automatici previsti dalla tabella 10 del TIQE per il mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione. Tali rimborsi verrebbero corrisposti anche qualora l'interruzione riscontrata a seguito della seconda chiamata del cliente non abbia alcuna attinenza con l'(eventuale) interruzione segnalata con la prima chiamata del cliente non presente presso il punto di fornitura.

A titolo esemplificativo, si evidenzia che dal 22/11/2018<sup>17</sup> al 31/12/2018 – dunque per un periodo di poco superiore ad un mese – sono stati erogati 1,3 milioni di euro a titolo di rimborsi ex tabella 10 del TIQE derivanti dall'associazione della seconda alla prima chiamata, a prescindere dal tempo intercorrente tra le due telefonate, posta in essere nell'ambito del procedimento sanzionatorio DSAI 62/2018.

Al fine di poter dimensionare l'entità degli impatti di tali previsioni regolatorie, si riportano i risultati emersi dalle analisi delle chiamate dei clienti BT giunte al servizio segnalazioni guasti (SSG) di e-distribuzione dal 01/01/2019 al 30/04/2019. Nel periodo considerato, il SSG di e-distribuzione ha ricevuto un totale di 25.089 chiamate di clienti BT non sul punto di fornitura al momento della prima chiamata. A queste chiamate, ad oggi, nell'84% dei casi non ha mai fatto seguito una seconda contatto col cliente (20.998 casi), dal momento che lo stesso, una volta giunto sul punto di fornitura, non ha evidentemente riscontrato un'interruzione di responsabilità di e-distribuzione. È quindi chiaro che un invio delle squadre di pronto intervento presso le forniture oggetto dei 20.998 casi di cui sopra, avrebbe dato luogo ad altrettanti accessi a vuoto, per un costo stimato di circa 5,8 milioni di euro. Ipotizzando che tale trend si ripeta nel corso di un intero anno, il costo dovuto agli accessi a vuoto aumenterebbe di circa 17 milioni di euro all'anno, con un conseguente impatto estremamente rilevante in termini di tariffa.

Nei restanti 4.091 casi, i clienti hanno effettivamente ricontattato il servizio di pronto intervento di e-distribuzione, anche se spesso, tale ricontatto del SSG è avvenuto a distanza di settimane o mesi dalla prima chiamata, ragion per cui è realistico pensare che l'interruzione segnalata con la seconda chiamata non abbia, nella maggior parte dei casi, alcuna attinenza con la prima segnalazione.

Con riferimento ai suddetti 4.091 casi di successivo ricontatto da parte del cliente, è stata avviata l'erogazione degli indennizzi previsti dalla Tabella 10 del TIQE, per un totale atteso di circa 1 milione euro di rimborsi automatici a carico di e-distribuzione. Ipotizzando che tale trend si ripeta

---

<sup>17</sup> Giorno antecedente alla data di presentazione del formulario Impegni nell'ambito del procedimento sanzionatorio DSAI 62/2018.



costantemente per tutti i mesi dell'anno, si può ipotizzare un incremento dei rimborsi ex tabella 10 del TIQE a carico di e-distribuzione di circa 12 milioni di euro all'anno.

Pertanto, Enel ritiene opportuno che l'Autorità definisca una soglia massima in termini di numero di ore, oltre la quale la seconda chiamata del cliente non vada associata alla prima, in modo da evitare l'erogazione rimborsi automatici ex tabella 10 del TIQE – a carico sia del fondo che delle imprese - non motivati da reali interruzioni.

In base all'esperienza maturata, tale soglia potrebbe essere fissata in 4 ore dalla prima chiamata, in quanto è in tale lasso di tempo che si registra il maggior numero di seconde chiamate pervenute dal medesimo cliente. Inoltre, è realistico ipotizzare che una chiamata del cliente giunta oltre quattro ore dalla precedente abbia trascurabile attinenza con la (presunta) interruzione segnalata precedentemente.

Si tratta di una soluzione ragionevole che contempera le esigenze di tutela tanto del cliente finale disalimentato in quanto viene garantito l'intervento immediato a seguito della seconda chiamata pervenuta entro poche ore dalla prima segnalazione, quanto del sistema che non rimane esposto a costi eccessivi per accesso a vuoto ed a eventuali comportamenti potenzialmente speculativi posti in essere dai clienti che richiama dopo molti giorni o settimane.

Si evidenzia, inoltre, che gli impegni presentati nell'ambito del procedimento di cui alla determina 62/18 non risulterebbero impattati dall'introduzione di una soglia pari a 4 ore dalla prima chiamata, in quanto le misure proposte da e-distribuzione hanno ad oggetto profili diversi (ossia, il versamento di un contributo a favore del sistema, due nuovi canali di segnalazione guasti tramite chatbot, l'interrogazione da remoto del contatore e la standardizzazione, secondo cluster definiti, delle tipologie di guasto comunicate dai clienti al Servizio Segnalazione Guasti di e-distribuzione). Anzi, il combinato disposto di tali impegni e dell'introduzione di una soglia di 4 ore consentirebbe di ridurre ulteriormente l'impatto complessivo per il sistema dal momento che, con una delle misure in esame, e-distribuzione si è impegnata ad effettuare anche l'interrogazione da remoto del contatore in occasione della prima chiamata del cliente che non si trova sul posto.

Si segnala, infine, che l'erogazione impropria di tali rimborsi automatici ai clienti si traduce in un incremento delle uscite annue del FEE, che, così come riportato nel presente documento per la consultazione appare costantemente in debito negli ultimi anni. Ciò appare quindi in aperto contrasto con la volontà espressa dall'Autorità di voler ridurre il disavanzo cumulato del FEE stesso attraverso le misure poste in consultazione e che vengono commentate nel paragrafo seguente.

## 7 Riequilibrio del Fondo Eventi Eccezionali

Enel condivide la necessità espressa da ARERA nel presente DCO, di voler riequilibrare le risorse del Fondo Eventi Eccezionali (FEE), il cui disavanzo cumulato sfiora ormai i 90 milioni di euro.

L'attuale disavanzo cumulato del FEE è frutto anche dei consistenti rimborsi erogati agli utenti a causa delle interruzioni prolungate e estese conseguenti agli eventi meteo eccezionali degli ultimi anni, spesso per importi di diversi ordini di grandezza superiori rispetto al loro fatturato trasporto annuo.

I casi di sproporzione tra il fatturato trasporto annuo e il rimborso erogato hanno particolare rilievo dal momento che - coerentemente con le previsioni del Titolo 7 parte I del TIQE – agli utenti spetterebbe un *rimborso* per interruzioni prolungate o estese, non un *indennizzo*.

La differenza è significativa, dal momento che un *rimborso* rappresenta la restituzione in denaro per un servizio non utilizzato (e dunque, nel caso specifico, dovrebbe assumere un valore massimo pari al mancato godimento del servizio di distribuzione elettrica), mentre un *indennizzo* rappresenta il pagamento in denaro per i danni subiti dal cliente (e dunque può assumere valori maggiori rispetto al mancato godimento del servizio di distribuzione).

Nel caso in oggetto, trattandosi di *rimborsi* per interruzioni prolungate o estese, la scrivente società valuta positivamente le proposte dell'Autorità volte a garantire un allineamento (o quanto meno, ad evitare le sproporzioni riscontrate) tra il fatturato trasporto e i rimborsi erogati. Di conseguenza, le opzioni preferibili sono:

- Opzione a) (fissare un tetto massimo al *rimborso* per un utente MT a carico del Fondo, pari orientativamente al doppio della sua spesa annua storica per il trasporto e comunque non superiore a 40.000€);
- Opzione c) limitare ad uno (il più elevato in caso di più di uno) invece che due, il numero massimo di *rimborsi* a favore del medesimo utente, sino al riequilibrio del Fondo.

## 8 Ulteriori considerazioni: revisione della regolazione relativa al servizio di mitigazione

Infine relativamente la tema della crescente frequenza con la quale si verificano i fenomeni estremali con l'alto impatto che ne deriva sulla continuità del servizio elettrico e degli altri servizi infrastrutturali, vorremmo portare nuovamente all'attenzione dell'Autorità il tema della regolazione del servizio di mitigazione. Infatti tutti i recenti eventi meteo eccezionali hanno avuto impatto rilevante anche sulla rete di trasmissione nazionale, determinando lunghi periodi di disalimentazione di un importante numero di cabine primarie limitrofe (si pensi a quanto accaduto nel Bellunese nel 2018), con grande

■

impatto sia sull'attività urgente di analisi dei guasti sulle reti di distribuzione sottese a tali cabine “al buio”, sia in termini di possibilità di controalimentazione della clientela da altre cabine limitrofe. Come noto l'impatto di tale disservizio AT sarebbe ben peggiore senza la proattività dei distributori che, sia attraverso la predisposizione preventiva di piani opportuni di allerta e movimentazione di mezzi e uomini, sia attraverso un'azione tempestiva di ripristino con l'utilizzo di gruppi elettrogeni o ricostruzioni di alimentazioni “temporanee”, riescono a mitigare gran parte del disagio all'utenza derivante da problemi sull'RTN.

A questo si aggiunga che in tali condizioni di emergenza la rete di distribuzione viene sovente esercita in situazioni di sicurezza N-1 perché vengono sempre approntati opportuni riassetto della configurazione standard per rialimentare l'utenza in tutti i modi possibili. Come ben si può immaginare esercire una rete in assetto non ottimizzato può portare ad aumentare la probabilità di ulteriori guasti anche per porzioni di clientela che altrimenti non sarebbero state impattate.

Pur riconoscendo che tale casistica vada inquadrata nel tema più ampio della regolazione tecnico-economica delle attività di ripristino in caso di emergenza, si intende qui rinnovare l'invito a prevedere una riflessione ulteriore sulla vigente regolazione della mitigazione che potrebbe non riconoscere adeguatamente al distributore lo sforzo profuso sia per la predisposizione in fase preventiva di una struttura complessa di uomini e mezzi, che spesso può anche non essere utilizzata come tipico per tali tipologie di strutture di pronto intervento (vedasi VVFF, protezione civile etc...) sia per rialimentare quanto prima i clienti che sono connessi alla sua rete e dei quali sente su di sé la diretta responsabilità.

Si evidenzia, ad esempio, l'opportunità di rivedere l'art. 10.2 del Testo Integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQ.TRA)<sup>18</sup> laddove prevede espressamente l'esclusione del riconoscimento del servizio di mitigazione nei casi di lavori programmati sulla rete AT/AAT.

Si segnala, inoltre, che il TIQ.TRA prevede che il servizio di mitigazione reso ad un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT venga riconosciuto ai distributori a decorrere dal 31° minuto successivo all'istante in cui gli utenti MT e BT vengono definitivamente rialimentati in misura pari al 45% del totale (nel caso di rete del TSO gestita in maniera magliata<sup>19</sup>) o 90% (nel caso di rete del TSO gestita in maniera radiale o in antenna o in derivazione rigida a “T”<sup>20</sup>). Tale previsione comporta

---

<sup>18</sup> Allegato A alla Deliberazione 653/2015/R/eel e s.m.i.

<sup>19</sup> definizioni di tipologia di connessione di cui all'Allegato A.54 del Codice di Rete Terna “Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN” – revisione 09 del 27/09/2017.

<sup>20</sup> Vedi nota 19.

quindi per i distributori una maggiore difficoltà nell'accesso al riconoscimento del servizio di mitigazione derivante, però, dall'assetto della rete di trasmissione, su cui i distributori non hanno possibilità di agire.

Infine, si segnala come l'attuale meccanismo di valorizzazione del servizio di mitigazione definito da Terna nell'Allegato A.66 del Codice di Rete non preveda la valorizzazione del servizio nel caso in cui lo stesso avvenga in condizioni di inversione di flusso: situazione che – rispetto al passato – avviene con maggior frequenza a causa della crescente penetrazione della generazione distribuita. In tali casi, sarebbe opportuno prevedere il riconoscimento del servizio di mitigazione almeno per l'energia in risalita verso la rete AT prima del disservizio, dal momento che i distributori sono comunque chiamati a rialimentare le utenze attive e passive e a contro-alimentare le linee MT in modo tale che le reti di distribuzione possano ricevere l'energia degli impianti di produzione che precedentemente “risaliva” verso la rete AT.

\*\*\*\*\*

### **Risposte agli specifici spunti di consultazione**

Di seguito si riportano le risposte agli specifici spunti di consultazione, a cui si è già in parte data risposta nei paragrafi precedenti.

**Q.1: Si condividono gli elementi della Valutazione di Impatto della Regolazione della continuità del servizio?**

**Q.2: Si condivide l'orientamento dell'Autorità a introdurre un meccanismo finalizzato ad assicurare maggiore omogeneità territoriale nei livelli di qualità? Motivare le risposte**

Enel condivide la necessità di ridurre i divari di continuità del servizio registrati nelle diverse aree del Paese. Tuttavia, come detto nei capitoli introduttivi, si ritiene che tale riduzione del divario debba avvenire:

- Tenendo conto della diversa situazione di partenza dei diversi ambiti, in termini di indicatori di continuità del servizio;

- Non penalizzando gli ambiti meritevoli di accesso ai premi, alla luce delle *performance* di continuità raggiunte e al fine di valorizzare gli ingenti investimenti fatti dalle imprese che hanno consentito il raggiungimento ed il mantenimento di tali elevate *performance*;
- Permettendo di migliorare le *performance* di continuità del servizio, laddove necessario, sperimentando soluzioni tecnologiche e regolatorie innovative avanzate dagli operatori, coerentemente con le indicazioni dell'obiettivo strategico OS.4 del Quadro Strategico 2019-2021. Ciò consentirebbe di migliorare le *performance* di continuità del servizio anche mediante interventi meno impattanti sulle tariffe di distribuzione rispetto a scelte di investimento "tradizionali", in un'ottica di ottimizzazione dei costi-benefici complessivi per il sistema.

Di conseguenza, come articolato nel documento, Enel non ritiene condivisibile l'adozione di qualsivoglia meccanismo che vada ad incidere sull'effetto di compensazione nel saldo premi/penali tra ambiti territoriali a premio e ambiti territoriali in penale. Si rimanda al capitolo 5 per ulteriori approfondimenti.

**Q.3: Si ritiene che in una prospettiva di successivo periodo di regolazione (con inizio dal 2024) l'ipotesi avanzata al punto 2.11 possa essere adottata strutturalmente per il dimensionamento dei premi e delle penalità?**

Si concorda con le ipotesi avanzate nel punto 2.11 del DCO (i.e. revisione dei meccanismi dei meccanismi di valorizzazione dei premi e delle penali, a partire dal 2024, anche in esito ai risultati emersi dagli esperimenti regolatori). Infatti, coerentemente con le *regulatory sandbox* britanniche e australiane a cui si ispira il meccanismo definito dall'ARERA, gli esperimenti regolatori dovrebbero trovare applicazione per una durata e su aree geografiche circoscritte, ma al contempo dovrebbero permettere l'acquisizione da parte dell'Autorità di informazioni necessarie per una successiva revisione organica della regolazione. Inoltre, gli esiti degli esperimenti regolatori potrebbero essere funzionali alla futura evoluzione della regolazione in ottica TOTEX-output based, con l'obiettivo di garantire un rapporto tra benefici e costi positivo per il sistema.

**Q.4: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite interventi regolatori di tipo tradizionale? Quali altre azioni potrebbero essere messe in atto? Motivare le risposte.**

**Q.5: Quale tra le due possibili regolazioni speciali prospettate (numero di interruzioni oppure durata e numero di interruzioni) si ritiene preferibile e perché?**

Come già riportato nel capitolo 5.2, si ritiene che tale approccio regolatorio - di carattere più "tradizionale" - non fornirebbe gli adeguati incentivi a ridurre il divario tra le diverse aree del Paese.

In subordine, l'eventuale re-introduzione di una regolazione speciale per gli ambiti peggio serviti o critici dovrebbe considerare esclusivamente forme di premialità proporzionali ai miglioramenti conseguiti, anche senza il raggiungimento dei livelli obiettivo, in modo da incentivare interventi in ambiti con livelli N1 e/o D1 particolarmente distanti dai livelli obiettivo.

Solo grazie all'introduzione di tali modifiche, Enel ritiene che tale proposta possa diventare una valida integrazione della regolazione per "esperimenti regolatori", che resta in ogni caso lo strumento principale per migliorare le *performance* di continuità degli ambiti ancora distanti dai livelli obiettivo. Si rimanda al capitolo 5.2 per ulteriori approfondimenti.

**Q.6: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite esperimenti regolatori? Motivare le risposte.**

**Q.7: Si ritiene che le caratteristiche degli esperimenti regolatori che potranno presentare le imprese distributrici siano tali da assicurare un efficace e trasparente perseguimento degli obiettivi? Se no, per quali motivazioni?**

Si ritiene che gli esperimenti regolatori proposti dall'Autorità rappresentino –con le precisazioni espresse nel capitolo 5.3 - un valido strumento per migliorare le *performance* di continuità del servizio e rispondere alle sfide imposte dal cambiamento climatico in atto, tener conto delle reali esigenze degli utenti e perseguire gli obiettivi di maggiore responsabilizzazione degli operatori previsti dall'OS.4 del Quadro Strategico ARERA.

**Q.8: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione premi/penalità del numero di interruzioni senza preavviso? Motivare le risposte.**

Enel condivide l'orientamento dell'Autorità di voler adottare un meccanismo regolatorio che consenta di sterilizzare le interruzioni brevi non di responsabilità degli operatori, in quanto dovute ad eventi meteo estremi (i.e. fulminazioni eccezionali). Come dettagliato al capitolo 4, si propone di adottare un meccanismo statistico di semplice implementazione rispetto all'ipotesi alternativa, avanzata nel DCO, di sviluppare un meccanismo PCP riferibile alle sole interruzioni brevi (c.d PCP\_b). Inoltre, il meccanismo descritto non è soggetto al rischio di falsi-positivi, ovvero trova applicazione unicamente nel caso di reale presenza di fulminazioni eccezionali rispetto alla media storica.

Si rimarca infine la necessità di valutare una revisione delle logiche dell'attuale PCP, prevedendo delle finestre orarie mobili in luogo delle finestre orarie per fasce predefinite.

**Q.9: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di standard di durata massima delle interruzioni per singolo cliente e revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali? Se no, per quali motivazioni?**

Enel ritiene condivisibile una revisione degli standard di durata massima delle interruzioni senza preavviso per singolo utente BT. In particolare, si condivide la proposta di annullamento

dell'allineamento, attualmente previsto nel 2020, degli standard di durata massima delle interruzioni al livello più sfidante previsto negli ambiti in alta concentrazione. Lo standard di durata massima delle interruzioni per utenti BT in ambiti in bassa concentrazione dovrebbe quindi restare pari al valore definito per il biennio 2018-2019 (12 ore). La definizione di uno standard unico per tutte le utenze BT, infatti, non terrebbe conto della diversa struttura della rete tra ambiti con diverso grado di concentrazione.

**Q.10: Quali tra le opzioni di cui al punto 6.6 si ritengono preferibili, e perché?**

Enel condivide la necessità di riequilibrare le risorse del Fondo Eventi Eccezionali (FEE), il cui disavanzo cumulato sfiora ormai i 90 milioni di euro. Come descritto al capitolo “riequilibrio del Fondo Eventi Eccezionali”, si ritiene che – tra le opzioni avanzate dall'Autorità per ridurre il disavanzo cumulato del fondo – siano da preferire:

- Opzione a) (fissare un tetto massimo al *rimborso* per un utente MT a carico del Fondo, pari orientativamente al doppio della sua spesa annua storica per il trasporto e comunque non superiore a 40.000€);
- Opzione c) limitare ad uno (il più elevato in caso di più di uno) invece che due, il numero massimo di *rimborsi* a favore del medesimo utente, sino al riequilibrio del Fondo

Tali opzioni consentirebbero infatti un riequilibrio (o quanto meno, di evitare le sproporzioni riscontrate) tra il fatturato trasporto e i rimborsi erogati agli utenti, coerentemente con la natura dell'erogazione del FEE a favore degli utenti, che ha natura di rimborso, non di indennizzo.

**Q.11: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità di cui al capitolo 7 in materia di regolazione della continuità del servizio? Se no, per quali motivazioni?**

La scrivente società ritiene fondamentale migliorare la trasparenza nei confronti degli utenti e la loro capacità di valutazione, coerentemente con l'obiettivo strategico OS.2 del Quadro Strategico 2019-2021. Si concorda quindi con la proposta, avanzata dall'Autorità, di estendere le pubblicazioni comparative delle interruzioni ai buchi di tensione e di introdurre l'obbligo per i distributori di attivare una specifica sezione del proprio sito internet, raggiungibile dall'*home page*, con i principali dati di qualità del servizio. Tuttavia, si ritiene che la pubblicazione dei dati di qualità del servizio non debba riguardare i relativi effetti economici, dal momento che questi potrebbero essere usati in maniera strumentale, o potrebbero facilmente essere male interpretati dei clienti sprovvisti delle opportune conoscenze regolatorie<sup>21</sup>. In conclusione, si reputa opportuno pubblicare degli effetti economici della

---

<sup>21</sup> Si pensi, ad esempio, alle problematiche che emergerebbero qualora un cliente identifichi un ambito soggetto a maggiori premi rispetto ad un altro pur avendo *performance* di D1 e/o N1 inferiori (o, viceversa, qualora identifichi un



regolazione della qualità del servizio unicamente sul sito internet dell'Autorità, in modo che gli stessi siano visualizzati e correttamente interpretati da operatori professionali o clienti con le necessarie conoscenze regolatorie.

Non si hanno particolari osservazioni e commenti relativamente agli altri punti trattati nel capitolo 7 del DCO.

**Q.12: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni di cui all'Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?**

Si condivide l'impostazione generale di cui all'appendice 4, ad eccezione della proposta modalità di determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT nei casi in cui il cliente non si trovi sul punto di fornitura al momento della prima chiamata. In questi casi – come specificato in questo documento – si ritiene opportuno definire un termine massimo oltre il quale la seconda chiamata del cliente non vada accorpata alla prima, in modo da evitare l'erogazione rimborsi automatici ex tabella 10 del TIQE – a carico di e-distribuzione come del FEE - non motivati da reali interruzioni. In base all'esperienza maturata, tale termine potrebbe essere fissato in 4 ore dalla prima chiamata, in quanto è in tale lasso di tempo che si registra il maggior numero di seconde chiamate pervenute dal medesimo cliente. Inoltre, è realistico ipotizzare che una chiamata del cliente giunta oltre quattro ore dalla precedente non abbia nessuna attinenza con la (presunta) interruzione segnalata precedentemente.

Inoltre, con riferimento alle proposte di cui al punto A4.1 dell'Appendice 4 *“Non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT”*, si precisa che la registrazione del codice della linea BT oggetto di guasto dovrebbe essere riportato esclusivamente nel caso effettivo di guasto, ovvero soltanto in occasione di emissione dell'IGB.

Infine, sempre con riferimento alle proposte di cui al punto A4.1 dell'Appendice 4 *“Errori di calcolo della durata delle interruzioni”*, si precisa che la penalizzazione dell'errore di calcolo della durata di singola interruzione dovrebbe essere riferita esclusivamente al caso di errore di calcolo in aumento della durata (e non nel caso di riduzione come ipotizzato nel DCO). Tale modifica dovrebbe essere riportata anche nella tabella delle non conformità di sistema di cui alla pagina 50 del presente DCO.

**Q.13: Si condivide l'ipotesi di introdurre un nuovo standard di qualità commerciale cui riferire le segnalazioni di guasto al display del contatore da parte degli utenti e le successive**

---

ambito con maggiori penali rispetto ad un altro pur avendo migliori *performance* di D1 e/o N1), dal momento che il valore dei premi e penali del titolo IV parte I del TIQE derivano dal grado di concentrazione e dai livelli tendenziali.



**sostituzioni dei contatori? Se sì, come potrebbe essere disciplinata la prestazione e dimensionato lo standard?**

Coerentemente con le previsioni dell'appendice 4 del DCO, i malfunzionamenti riscontrati nei display del contatore elettronico non sono trattati dai distributori come guasti ai sensi della continuità del servizio, dal momento che i malfunzionamenti al display non pregiudica l'erogazione e la misura dell'energia elettrica. Le sostituzioni del contatore per display malfunzionante, di conseguenza, non rientrano nella casistica di cui all'art. 99 del TIQE (tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto al gruppo di misura).

Si precisa che i clienti BT possono ottenere dati relativi ai propri consumi anche contattando il distributore (direttamente o per il tramite del proprio venditore): di conseguenza, non appare giustificata la proposta di inserire nella regolazione specifici standard di qualità commerciale per la sostituzione dei contatori con display malfunzionanti, dato che il cliente non subisce alcun pregiudizio da eventuali anomalie nel funzionamento del display.

Si reputa, invece, opportuno inserire in regolazione l'obbligo per i distributori di registrare le segnalazioni dei clienti per display malfunzionante, anche al fine di svolgere analisi statistiche relativamente a tale anomalie, lasciando l'attività dei contatori per anomalie al display tra quelle rientranti nell'ordinaria gestione d'utenza.

**Q.14: Come potrebbero essere dimensionate le franchigie applicabili richiamate al paragrafo dell'Appendice 4 "Errori di calcolo della durata delle interruzioni"?**

**Q.15: Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento dell'ISR di cui all'Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?**

Nel capitolo A4.1 dell'Appendice 4 *"Mancanza o guasto del sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) per la registrazione della continuità del servizio"*, l'Autorità ha espresso la volontà di introdurre una penalizzazione pari a 10 punti di ISR nel caso di mancanza del sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) o nel caso in cui il sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) permanga nello stato di guasto (non sia in grado di rilevare i segnali dal campo o di riprodurli in formato cartaceo o elettronico) per più di 48 ore consecutive.

Si ritiene opportuno *in primis* chiarire meglio se per "sistema di telecontrollo" si intenda il Centro oppure la Periferia (Campo) e il sistema di Telecomunicazioni tra i due.

Inoltre, andrebbe chiarito se la penalizzazione pari a 10 punti di ISR verrebbe applicata solo nel caso di guasto del sistema di telecontrollo superiore alle 48 ore consecutive, ovvero ogni qualvolta avviene un guasto al sistema di telecontrollo, indipendentemente dalla sua durata.



A nostro avviso, la corretta interpretazione dovrebbe essere quella di considerare una soglia temporale oltre la quale far scattare la penalizzazione sull'ISR, in particolare oltre le 48 ore consecutive, sulla quale si concorda con le ipotesi del DCO.

Stante tale interpretazione, si precisa quanto segue:

- Un guasto al sistema di telecontrollo delle cabine primarie in una delle sue parti Centro/Campo/Sistema di telecomunicazione che duri più di 48 ore e che comporti una mancata registrazione delle manovre non è un caso concretamente mai verificatosi sui sistemi di e-distribuzione. Le registrazioni delle manovre possono essere comunque effettuate, ad esempio, salvando in locale i registri dei terminali periferici o tramite registro cartaceo presso i centri operativi;
- Tuttavia, non è possibile totalmente escludere eventuali casi di calamità naturali che causino – tra gli altri – il malfunzionamento delle infrastrutture relative al sistema di telecontrollo, rendendo impossibile il raggiungimento delle cabine primarie.

In ogni caso, anche in tale ipotesi estremamente critica, l'esercizio della rete di distribuzione sarebbe assicurato tramite schema di rete su stazione operativa "*stand alone*" dove riportare le variazioni di campo e quindi eseguire registrazioni manuali su registri cartacei.

- Per quanto concerne il telecontrollo delle cabine secondarie, si ritiene invece sia più concretamente verificabile il superamento delle 48 ore di malfunzionamento ai componenti del telecontrollo per cause varie. Ad ogni modo, anche in questi casi, è comunque possibile registrare le manovre su dischi locali in formato elettronico (benché con un certo ritardo nella registrazione rispetto all'esecuzione della manovra), ovvero su registri cartacei.