

RISPOSTA DI ENEL AL

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 457/2019/R/eel

“AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE OUTPUT-BASED DELLA QUALITA' DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA”

Orientamenti finali

1. Premesse

Enel accoglie favorevolmente la conferma, da parte dell'Autorità, degli orientamenti volti all'adozione di nuovi e innovativi strumenti regolatori che tengano conto sia del mutato contesto climatico che delle profonde trasformazioni che sta subendo il sistema elettrico.

In particolare - come verrà meglio approfondito nel seguito del presente documento di risposta - Enel condivide l'orientamento dell'Autorità di voler introdurre strumenti ad alto tasso innovativo che consentano al tempo stesso il miglioramento degli indicatori di qualità del servizio e la sperimentazione di nuove tecnologie a fronte di una revisione del quadro regolatorio vigente nelle aree territoriali in cui tali sperimentazioni vengono condotte.

2. Osservazioni generali

Enel esprime un giudizio complessivamente positivo in merito alle proposte avanzate dall'Autorità mirate a perseguire l'importante obiettivo di riduzione del divario di continuità del servizio tra le diverse aree del Paese. Le proposte avanzate nel presente DCO appaiono, infatti, maggiormente aderenti ai bisogni dei clienti e alle istanze degli operatori rispetto a quanto rappresentato nel precedente documento per la consultazione 287/2019/R/eel.

Con tale obiettivo da conseguire, dovranno essere selezionati e implementati gli strumenti regolatori più efficaci alle diverse necessità e specificità degli ambiti territoriali con livelli di qualità inferiori, localizzati tipicamente nelle aree del centro e sud Italia. Appare, quindi, fondamentale fornire alle imprese un quadro regolatorio adeguato a supportare i diversi interventi necessari al miglioramento delle performance ampliando la platea degli ambiti territoriali interessati a tutti gli ambiti “peggio serviti¹” e non soltanto a quelli definiti “critici²”.

Stante l'importanza degli interventi che si renderanno necessari, sulla rete di distribuzione, al fine di poter ridurre il divario in termini di qualità del servizio tra Nord e Sud Italia, le tempistiche giocano

¹ Ambiti territoriali con livelli di continuità del servizio peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo per N1 o D1

² Ambiti territoriali con livelli di continuità del servizio peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo sia per l'indicatore N1 che per l'indicatore D1.

un ruolo fondamentale. Gli operatori, infatti, dovranno gestire tempistiche autorizzative, di coordinamento con altri gestori, di cantierizzazione e di realizzazione delle infrastrutture di rete che hanno durata piuttosto variabile e comunque certamente non compatibile con l'attuale orizzonte regolatorio. In questo senso, la proposta avanzata dall'Autorità di voler *posticipare le tempistiche per il raggiungimento dei livelli obiettivo* (LO) si ritiene senza dubbio condivisibile, seppur appaia riferita solo ad alcuni ambiti particolarmente critici. Si fa presente come tali posticipi si rendono particolarmente opportuni alla luce della necessità di realizzare rilevanti interventi in struttura che coinvolgono la rete di trasmissione nazionale (RTN).

Per tutto ciò premesso e per le motivazioni che saranno fornite nei successivi paragrafi, si ritiene pertanto opportuno non vincolare la possibilità di richiedere il posticipo dei livelli obiettivo alla condizione di "ambito critico" o alla partecipazione agli esperimenti regolatori o alla regolazione speciale.

Inoltre, come verrà meglio argomentato nei successivi paragrafi, per alcuni ambiti con caratteristiche peculiari si rende senz'altro necessario un posticipo ulteriore dei livelli obiettivo a 4 anni (2027) in luogo dei 2 anni proposti dall'Autorità (2025). Tali ambiti sono localizzati in aree geografiche la cui normativa vigente comporta delle tempistiche per l'ottenimento delle autorizzazioni più elevate rispetto ai valori medi riscontrati per altre regioni italiane e tempi altrettanto lunghi per le attività di coordinamento con Terna per l'esecuzione degli interventi sulla RTN. Tali tempistiche sono quindi non compatibili anche con l'ipotizzato posticipo al 2025.

Sempre nell'ottica di voler fornire alle imprese gli strumenti e le leve necessari per il miglioramento delle performance di qualità del servizio negli ambiti peggio serviti, la scrivente società valuta positivamente l'orientamento dell'Autorità a posticipare le tempistiche per il raggiungimento dei livelli obiettivo anche per gli ambiti territoriali che rientrano nella "*regolazione per esperimenti*" (c.d. *esperimenti regolatori*). Le soluzioni tecnologiche altamente innovative individuate come meritevoli di sperimentazione da Enel (i.e. la selettività logica) sono affiancate, per alcuni di questi ambiti, da rilevanti interventi sulla struttura della rete di distribuzione e sulla RTN. Il posticipo dei livelli obiettivo risulta conseguentemente necessario per tutto quanto già espresso.

Come già espresso nella precedente risposta alla consultazione, al fine di valorizzare i miglioramenti conseguiti proprio grazie alle soluzioni tecnologiche sperimentate, si ritiene opportuno che per gli ambiti aderenti a tali esperimenti regolatori non venga richiesta la restituzione totale delle penali evitate e delle premialità conseguite durante il periodo di sperimentazione in caso di mancato raggiungimento dei livelli obiettivo nell'ultimo anno di sperimentazione.

Inoltre occorre tener presente che l'implementazione di tecnologie innovative, per cui non esiste un *track record* consolidato delle relative prestazioni e degli effettivi risultati conseguibili in termini di miglioramenti degli indicatori di continuità del servizio, espone inevitabilmente l'impresa distributrice ad un "rischio sperimentale". Dovendo incentivare le imprese ad aderire agli esperimenti regolatori – che la stessa ARERA ha riconosciuto come valido strumento per il miglioramento delle performance di continuità del servizio – e conseguentemente ad "assumersi dei rischi" si ritiene più congruo prevedere un meccanismo di restituzione dei premi conseguiti/versamento delle penali evitate proporzionale ai miglioramenti conseguiti nel corso della sperimentazione.

Inoltre, in merito alla proposta *regolazione speciale per gli ambiti critici non rientranti negli esperimenti regolatori*, si ritiene che il meccanismo avanzato dall'Autorità nel presente DCO risulti più efficace rispetto a quanto inizialmente prospettato nel documento per la consultazione 287/2019/R/eel. In particolare, il meccanismo delineato appare ora più flessibile (i.e. a partecipazione volontaria) e meno penalizzante (i.e. extra-penale applicata solo nel caso in cui non si raggiunga nessuno dei livelli obiettivo di numero e durata, maggiorati per la franchigia, in nessuno degli ultimi due anni della regolazione speciale) rispetto a quanto prospettato nella precedente consultazione.

Tuttavia si rileva che, una simile regolazione, che era già stata adottata nel TIQE 2012-2015, non ha portato i risultati sperati, pur prevedendo solo extra-premialità. La riproposizione del meccanismo, pur con i miglioramenti suddetti, rischia quindi di essere ancora percepita dalle imprese come troppo rischiosa, soprattutto alla luce dell'inserimento delle extra-penalità. In particolare, l'incremento del numero e della frequenza degli eventi meteo estremi impatta ormai significativamente le performance di continuità del servizio, pur in presenza di un effort eccezionale da parte degli operatori. Si ritiene quindi necessario ripensare alla simmetria del meccanismo oltre che prevedere opportune ulteriori revisioni, in modo da incentivare maggiormente l'eventuale adesione a tale regolazione speciale da parte delle imprese e in ultimo per non incorrere nel rischio di renderlo vano.

Infine, per quanto concerne il previsto meccanismo di riduzione dei premi in presenza di ambiti in penalità ripetute³, la scrivente società ribadisce la generale contrarietà all'introduzione di previsioni regolatorie che vadano ad incidere sull'effetto di compensazione nel saldo premi/penali tra ambiti territoriali a premio e ambiti territoriali in penale, dal momento che tali meccanismi finirebbero inevitabilmente per penalizzare ambiti meritevoli di accesso ai premi, senza contribuire concretamente la riduzione del divario prestazionale tra le diverse aree del Paese. Come ben

³ Ambiti in penale per due anni consecutivi per la durata e/o per il numero delle interruzioni.

articolato nel DCO infatti gli strumenti per la riduzione del divario sono già presenti nella regolazione vigente e vengono rafforzati dalle previsioni nuove tutte volte a focalizzare l'attenzione negli ambiti critici concentrati in alcune aree del Paese.

Tuttavia, si riconosce che il meccanismo presentato nel DCO in oggetto appare ora meno penalizzante rispetto alle previsioni del precedente documento di consultazione, dal momento che ne è prevista l'applicazione limitatamente agli ambiti in "regolazione ordinaria". Ad ogni modo, l'eventuale adozione di tale meccanismo necessiterebbe comunque di alcune modifiche, esplicitate nei paragrafi seguenti.

3. Posticipo dei livelli obiettivo per gli ambiti con criticità strutturali

Come evidenziato nella risposta al precedente documento per la consultazione, per alcuni ambiti particolarmente critici in termini di performance, sia per la durata che per il numero delle interruzioni, non risulta né realisticamente né ragionevolmente possibile raggiungere i livelli obiettivo entro il 2023; ciò a causa di comprovabili fattori esogeni, quali la necessità di realizzare interventi particolarmente invasivi e con tempistiche di cantierizzazione e/o autorizzative non compatibili anche con l'attuale estensione del periodo regolatorio ipotizzata al 2025.

Si accoglie, quindi, favorevolmente l'apertura dell'Autorità in merito alla possibilità di concedere una tempistica maggiore per raggiungere i livelli obiettivo negli ambiti interessati da oggettive e documentabili situazioni critiche, quali la saturazione della capacità di trasformazione primaria e la conseguente necessità di complessi interventi in struttura sia sulla rete MT/BT dei distributori che sulla RTN gestita da Terna.

Più che di saturazione della capacità di trasformazione, come ipotizzato in consultazione, Enel evidenzia che il problema risiede nella criticità derivante dallo storico della domanda di connessione, che si è concentrata in particolare in alcune aree (es. aree urbane ad alta concentrazione) e che ha portato a numeri elevati di clienti BT per linea MT. Tale problematica può essere risolta esclusivamente mediante la realizzazione di nuove linee MT che consentano di ridistribuire i clienti BT tra le linee esistenti e quelle di nuova realizzazione.

Inoltre, anche la lunghezza delle linee MT esistenti rappresenta un fattore critico da tenersi in considerazione per il miglioramento delle performance di continuità del servizio. Ciò è particolarmente importante per gli ambiti di media e bassa concentrazione.

La necessità di realizzare nuovi impianti primari deriva quindi dal dover realizzare nuove linee MT.

Tutto ciò premesso, Enel ritiene che dei validi indicatori, atti a comprovare la necessità di interventi strutturali e conseguentemente la possibilità di ottenere un posticipo dei livelli obiettivo, dovrebbero guardare alla densità di clienti BT sottesi alle linee MT e alla lunghezza delle stesse.

Tali indicatori potrebbero essere:

- Per gli ambiti di alta concentrazione, il numero di clienti BT per ciascuna linea MT;
- Per gli ambiti di bassa e media concentrazione, il prodotto tra il numero di clienti BT di ciascuna linea e i km di linea MT (c.d. “biprodotto linee MT”);

Riguardo al tema del permitting, si reputa inoltre condivisibile la richiesta ARERA di verificare, entro la fine del 2021, l’effettivo impegno profuso dalle imprese di distribuzione e da Terna nelle attività di autorizzazione e cantierizzazione degli interventi atti ad incrementare la capacità di trasformazione AT/MT. Si ritiene, quindi, che la conferma del posticipo dei livelli obiettivo dovrebbe essere condizionata alla verifica, entro la fine del 2021, dell’effettivo stato di avanzamento degli iter autorizzativi per macro step (esempio: presentazione istanza, avvio della conferenza dei servizi, avanzamento della conferenza dei servizi etc.).

Occorre tenere presente che la normativa disciplinante il rilascio delle autorizzazioni relative alla costruzione ed esercizio degli impianti elettrici è altamente disomogenea tra le varie Regioni. In linea generale, tale normativa prevede le fasi di:

- Acquisizione dei nulla osta di tutti gli Enti interessati e delle concessioni per l’occupazione delle aree demaniali (mediamente vengono coinvolti dai 6 ai 10 Enti);
- Acquisizione del consenso dei privati coinvolti dalla realizzazione dell’impianto in progetto;
- Ottenimento dell’autorizzazione alla costruzione ed esercizio rilasciata dalla Pubblica Amministrazione competente.

L’iter di realizzazione delle nuove cabine primarie (CP) e dei relativi raccordi di alta tensione si compone delle seguenti cinque macro-fasi:

- fase di progetto e acquisizione suolo (durata media circa 9 mesi);
- acquisizione delle autorizzazioni alla realizzazione (nel caso migliore circa 12-15 mesi senza procedimento espropriativo, che richiede altri 6 mesi. Si raggiungono punte superiori a 3 anni in alcune regioni del Sud Italia);
- fase di acquisizione dei materiali e avvio degli appalti (circa 12 mesi);
- fase realizzativa (circa 18 mesi);

- fase di attivazione impianto (circa 3 mesi).

Oltre a tali tempistiche (per un totale di circa 5 anni) occorre poi considerare il necessario coordinamento con Terna, finalizzato alla connessione della cabina primaria alla RTN. Tale iter in coordinamento con il TSO prevede in particolare :

- Almeno 2 anni per le autorizzazioni, nei rari casi di raccordi di estensione limitata a poche centinaia di metri. Tali tempistiche autorizzative si dilatano proporzionalmente con l'aumento della lunghezza e della complessità del raccordo;
- Per la fase realizzativa, sempre nei (rari) casi di raccordi di brevissimi dimensioni (qualche decina di metri), occorrono circa 8 mesi. Anche in questo caso, tale tempistica si incrementa più che proporzionalmente in funzione della lunghezza dei raccordi. In particolare, si pensi alla regione Sicilia, in cui data la scarsa infrastrutturazione delle linee AAT della RTN, le cabine primarie risultano spesso molto distanti dalle linee esistenti con conseguente necessità di realizzare raccordi di lunghe dimensioni.

Pertanto si fa presente come, in molti casi, occorra seguire un iter di particolare complessità, come la valutazione di impatto ambientale (VIA) o di autorizzazione integrata ambientale (AIA) espletata presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Si evidenzia inoltre che le relative autorizzazioni per la costruzione delle cabine primarie, per la parte elettromeccanica, vengono solitamente rilasciate all'interno di conferenze di servizi convocate da Regioni, Province o Genio Civile. Per la parte edile, invece, le autorizzazioni vengono rilasciate dai Comuni.

Infine, si fa presente come le tempistiche di cantierizzazione per la realizzazione sia di nuovi impianti primari che di linee MT richiedono comunque tempistiche di diversi mesi che vanno evidentemente ad aggiungersi alle tempistiche sopra descritte.

Stante quanto fin qui esposto, si ritiene opportuno prevedere, quantomeno per quegli ambiti con particolari e documentabili criticità strutturali e/o autorizzative, un posticipo dei livelli obiettivo di 4 anni (2027) in luogo dei 2 anni prospettati dall'Autorità (2025).

Appare inoltre opportuno chiarire che, in alcuni degli ambiti per cui si rende necessario il posticipo dei livelli obiettivo, i relativi interventi in struttura potrebbero essere fisicamente localizzati in ambiti "adiacenti" (ad esempio, una nuova cabina primaria dedicata principalmente a migliorare le performance di continuità del servizio di un ambito in cui è consentito il posticipo dei livelli obiettivo, potrebbe essere posizionata in un ambito adiacente allo stesso). Tale scelta dipenderebbe da fattori

tecnico-autorizzativi, come la disponibilità di spazi adeguati alla realizzazione degli interventi e l'ottimizzazione della struttura della rete. In tali situazioni, il distributore potrebbe essere chiamato a specificare le ragioni che hanno portato a collocare *l'asset* al di fuori dell'ambito interessato dal posticipo dei livelli obiettivo. L'altra casistica particolare potrebbe riguardare, invece, la localizzazione di una cabina primaria in un ambito che sottende nuove linee MT che vanno a ridistribuire i clienti BT localizzati su linee MT critiche in ambiti limitrofi. Anche in tal caso si ritiene che tutti gli ambiti territoriali interessati da questi interventi dovrebbero poter beneficiare delle dilazioni temporali per il raggiungimento dei livelli obiettivo.

Infine, sarebbe opportuno non vincolare la possibilità di richiedere il posticipo dei livelli obiettivo alla condizione di "ambito critico" o alla partecipazione agli esperimenti regolatori o alla regolazione speciale. Si reputa infatti opportuno considerare che:

- Alcuni ambiti potrebbero necessitare di posticipi dei livelli obiettivo per via delle criticità strutturali/autorizzative sopra descritte, pur non potendo essere interessati da interventi altamente innovativi (precondizione per l'accesso agli esperimenti regolatori). Ciò perché, come ricordato di seguito, gli interventi innovativi che verranno proposti necessiteranno della presenza di adeguate infrastrutture di telecomunicazione (fibra ottica), che al momento potrebbero non essere adeguatamente diffuse su tutti gli ambiti critici;
- Come anticipato, l'attuale proposta di regolazione speciale per gli ambiti critici rischia di venire percepita come troppo rischiosa (in particolare per l'introduzione di extra-penalità) e – conseguentemente – non ne viene incentivata adeguatamente la partecipazione, pur in presenza di posticipi dei livelli obiettivo per comprovate criticità strutturali.
- Per alcuni ambiti peggio serviti per uno dei due indicatori di continuità del servizio, il raggiungimento del livello obiettivo entro il 2023 non appare possibile, a causa delle sopra citate criticità strutturali/autorizzative che coinvolgono la RTN.

4. Esperimenti regolatori in ambiti interessati da innovazioni tecnologiche

Enel ribadisce il proprio favore all'introduzione dei c.d. esperimenti regolatori, in quanto si ritiene che costituiscano un valido strumento per permettere di testare sul campo interventi altamente innovativi (e.g. selettività logica) a fronte di opportune deroghe alla "regolazione ordinaria" e – al contempo – responsabilizzeranno maggiormente gli operatori nella definizione di nuove forme di regolazione,

coerentemente con le previsioni dell'obiettivo strategico OS.4 del Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità⁴.

La definizione autonoma da parte delle imprese dei “percorsi di miglioramento” (livelli tendenziali del numero e della durata delle interruzioni) col vincolo di raggiungere i livelli obiettivo al termine della sperimentazione, appare adeguata per tener conto - da un lato - della necessità di deroghe alla regolazione vigente per testare tecnologie innovative e – dall'altro - della necessità di non ledere *né il principio di protezione dei consumatori, né quello di non discriminazione tra gli utenti della rete*.

Un'ulteriore deroga alla regolazione che si ritiene particolarmente necessaria al fine di creare un contesto regolatorio adeguato a supportare tali sperimentazioni a carattere altamente innovative è l'esclusione dall'indicatore N1 delle c.d. “interruzioni brevissime” comprese nell'intervallo 1-5 secondi, a fronte di investimenti in tecnologie di ricerca e isolamento dei guasti in tempi ultra rapidi (c.d. selettività logica, *Smart Fault Selection*) in presenza di adeguate infrastrutture di telecomunicazione in fibra ottica. Tale revisione dell'attuale quadro regolatorio appare necessaria per consentire nuovi e più rapidi cicli di richiusura automatica della rete, senza arrecare alcun pregiudizio alle utenze BT coinvolte nella sperimentazione, dal momento che le “interruzioni brevissime” sono di fatto equiparabili ad interruzioni transitorie⁵ per il tipo di disservizio arrecato ai clienti.

Si accoglie inoltre con particolare favore la prospettata possibilità di posticipare i livelli obiettivo anche per gli ambiti oggetto di esperimenti regolatori, qualora interessati da interventi in struttura di rete con impatti sulla RTN non compatibili con gli attuali obiettivi fissati per il 2023. Tali posticipi, infatti, consentirebbero di disporre di più tempo per testare le tecnologie innovative e i benefici che da queste possono derivare⁶.

L'implementazione di tecnologie innovative, per cui non esiste un *track record* consolidato delle relative prestazioni, espone inevitabilmente l'impresa distributrice ad un rischio da sperimentazione. Conseguentemente, come già ricordato da Enel nella risposta al precedente documento per la consultazione 287/2010/R/eel, non appare proporzionata la richiesta di restituzione totale delle penali evitate e delle premialità conseguite durante il periodo di sperimentazione in caso di mancato raggiungimento dei livelli obiettivo nell'ultimo anno della sperimentazione. Coerentemente con la

⁴ Deliberazione 242/2019/A – obiettivo strategico 4 “Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca”

⁵ Interruzioni di durata non superiore a un secondo, identificata in base all'intervento di dispositivi automatici (art. 1.1. lettera y) del TIQE)

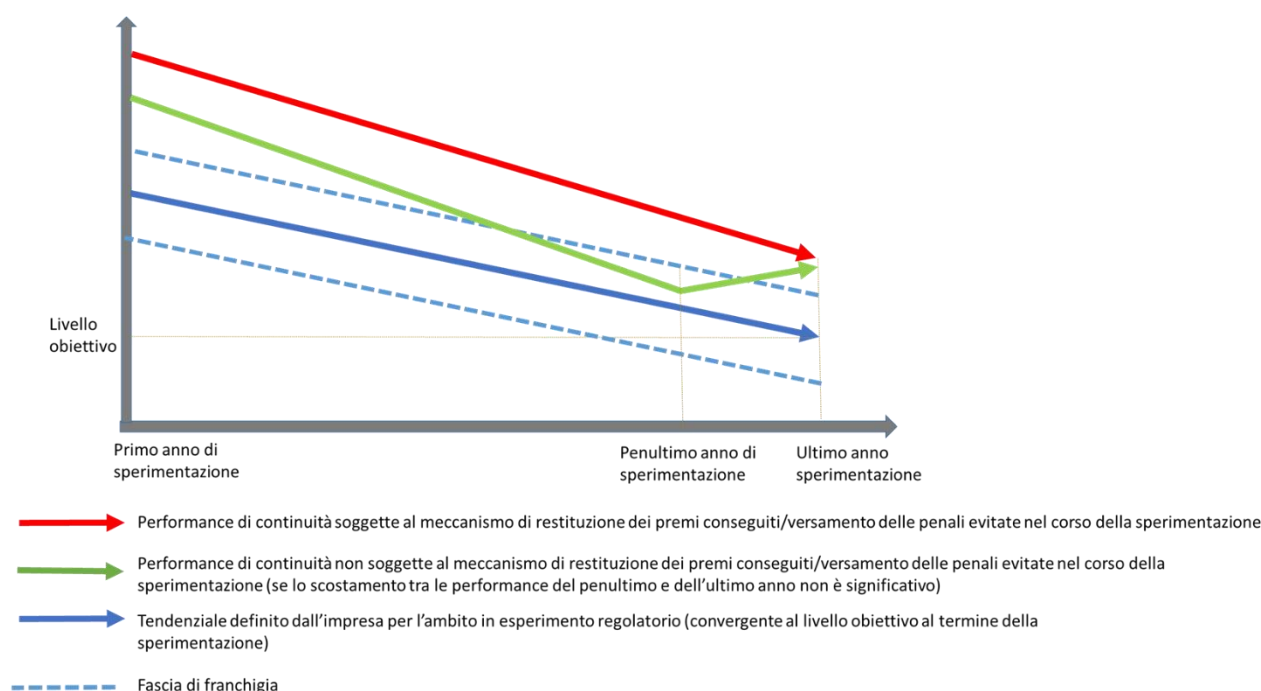
⁶ Stante, come detto, che anche negli ambiti inclusi tra gli esperimenti regolatori la richiesta di posticipo dei livelli obiettivo sarà motivata unicamente dalla necessità di interventi in struttura di rete con impatti sulla RTN non compatibili con gli attuali obiettivi fissati per il 2023.

necessità di incentivare le imprese ad “assumersi dei rischi” a fronte di una deroga regolatoria, incentivare un miglioramento delle performance di continuità anche attraverso un *effort* eccezionale, tutelando al contempo i clienti, si propone dunque il seguente meccanismo di restituzione dei premi conseguiti/versamento delle penali evitate nel corso della sperimentazione:

1. Restituzione dei premi conseguiti/versamento delle penali evitate in misura proporzionale alla riduzione del divario delle *performance* conseguite al termine della sperimentazione rispetto all'anno di avvio della sperimentazione. A titolo di esempio, ipotizzando che le *performance* N1 e/o D1 dell'ultimo anno di sperimentazione siano migliorate dell'X% rispetto a quelle del primo anno di sperimentazione, il distributore che non ha raggiunto il livello obiettivo (maggiorato della franchigia) in un ambito ammesso alla sperimentazione sarebbe chiamato a versare l'1-X% delle penali evitate e dei premi conseguiti nell'ambito stesso nel corso della sperimentazione.
2. L'impresa distributrice non sarebbe chiamata a restituire i premi/versare le penali evitate qualora:
 - a. in almeno uno degli ultimi due anni di sperimentazione venga raggiunto il livello obiettivo aumentato della franchigia (condizione di “raggiungimento del LO”), e qualora le *performance* di continuità dell'ultimo anno di sperimentazione non risultino significativamente peggiorate rispetto alle *performance* del penultimo anno di sperimentazione (condizione di “mantenimento delle performance”);
 - b. Si presentino comprovati fattori esogeni, non dipendenti dalle imprese distributrici, tali da impattare significativamente sugli esiti della sperimentazione (e.g. strutturale malfunzionamento delle infrastrutture in fibra ottica necessarie al corretto funzionamento della tecnologia SFS).

La presenza della “condizione di raggiungimento dei LO”, unita alla “condizione di mantenimento delle performance” si rende necessaria per evitare alle imprese eccessive quanto inique penalizzazioni nei casi in cui l'esito della sperimentazione vada considerato positivo (raggiungimento dei livelli obiettivo), anche se l'ultimo anno dovesse vedere un modesto peggioramento delle performance rispetto al livello obiettivo.

Di seguito una rappresentazione grafica che esplica il meccanismo proposto:



5. Regolazione speciale, a partecipazione volontaria, per gli ambiti critici

Come anticipato nelle osservazioni generali, la proposta regolazione speciale per gli ambiti critici non rientranti negli esperimenti regolatori proposta nel presente DCO appare ora più flessibile (i.e. a partecipazione volontaria) e meno penalizzante rispetto a quanto prospettato nella precedente consultazione (i.e. extra-penale applicata solo nel caso in cui non si raggiunga nessuno dei livelli obiettivo di numero e durata, maggiorati per la franchigia, in nessuno degli ultimi due anni della regolazione speciale). Tuttavia, il meccanismo proposto rischia di essere percepito ancora come troppo rischioso, soprattutto alla luce dell'inserimento delle extra-penalità (non previste per la regolazione speciale nel TIQE 2012-2015). Si ritiene quindi necessario ripensare alla simmetria del meccanismo oltre che prevedere opportune ulteriori revisioni, in modo da incentivare maggiormente l'eventuale adesione a tale regolazione speciale da parte delle imprese e, in ultimo, per non incorrere nel rischio di renderlo vano.

In particolare il meccanismo potrebbe risultare poco efficace dal momento che le extra-premialità sarebbero conseguibili solo raggiungendo *entrambe* i livelli obiettivo, maggiorati per la franchigia, in almeno uno degli ultimi due anni della regolazione speciale. La conseguente complessità nel conseguire le extra-premialità potrebbe scoraggiare l'adesione a tale regolazione volontaria, ragion

per cui si ritiene opportuno riconoscere le extra-premialità separatamente per il numero e per la durata⁷.

6. Riduzione dei premi in presenza di “ambiti in penalità ripetute”

Come comunicato nella risposta al precedente documento per la consultazione, non si ritiene che il meccanismo di riduzione dei premi in presenza di ambiti in penalità ripetute prospettato dall'Autorità possa validamente incentivare la riduzione del divario tra le diverse aree del Paese. Concettualmente, il segnale potrebbe anzi essere distorsivo, penalizzando ambiti con *performance* elevate e meritevoli di accesso ai premi volti a incentivare ulteriori miglioramenti per mantenere livelli di continuità elevati. Purtroppo, si ritiene che le modifiche avanzate dall'Autorità rispetto al DCO 287/2019/R/eel rendono il meccanismo meno penalizzante rispetto a quanto inizialmente prospettato, in quanto ne è prevista l'applicazione limitatamente agli ambiti in “regolazione ordinaria (i.e. non troverebbe applicazione per gli ambiti in esperimenti regolatori, mentre per gli ambiti in regolazione speciale troverebbe applicazione solo per le penalità “ordinaria” e non anche per le eventuali extra-premialità ed extra-penalità).

Permane, ad ogni modo, il rischio di ridurre eccessivamente i premi in presenza di ambiti che permangono in condizione di “penalità ripetute”, dal momento che è prevista la riduzione dei premi di un ammontare pari al:

- 10% delle penalità nel 2021 (con riferimento alle penalità ripetute nel 2020 e 2021);
- 20% delle penalità nel 2022 (con riferimento alle penalità ripetute nel 2021 e 2022);
- 30% delle penalità nel 2023 (con riferimento alle penalità ripetute nel 2022 e 2023)

l'adozione di tale meccanismo comporterebbe che le penali conseguite nel 2021 da tali ambiti concorrano all'applicazione del meccanismo di riduzione dei premi per *due* anni (2021 e 2022). Allo stesso modo, le penali conseguite nel 2022 da tali ambiti concorrerebbero al meccanismo di riduzione dei premi per due anni (2022 e 2023).

Per evitare tale effetto distorsivo, il meccanismo di riduzione dei premi in presenza di ambiti in penalità ripetute potrebbe essere così strutturato:

- 10% delle penalità nel 2021 (con riferimento alle penalità ripetute nel 2020 e 2021);

⁷ Riconoscendo quindi il premio addizionale di cui all'art. 4.4 lettera f) numero i) del DCO in oggetto qualora l'indicatore N1 raggiunga il livello obiettivo, maggiorato della franchigia, in almeno uno degli ultimi due anni della regolazione speciale. I premi addizionali di cui all'art. 4.4 lettera f) numero ii) del DCO in oggetto troverebbero invece applicazione qualora l'indicatore D1 raggiunga il livello obiettivo, maggiorato della franchigia, in almeno uno degli ultimi due anni della regolazione speciale.

- 20% delle penalità nel 2023 (con riferimento alle penalità ripetute nel 2022 e 2023)

7. Revisione delle franchigie dell'indicatore D1 e introduzione degli ambiti di “altissima concentrazione”

Come evidenziato nelle premesse, l'adozione di un ciclo regolatorio di 8 anni necessita di opportune revisione infra-periodo, in modo da tener conto del mutato contesto nel quale si trovano ad operare le imprese di distribuzione.

Si condivide, pertanto, la proposta modifica di estensione al periodo 2020-2023 delle franchigie in vigore per il periodo 2016-2019 della durata delle interruzioni per le imprese che includono nell'indicatore D1 le interruzioni dovute a cause esterne, evitando così di comprimere le fasce di franchigia in un contesto caratterizzato dall'intensificarsi di eventi meteo estremi che impattano sugli indicatori di continuità del servizio e dalla richiesta di un effort eccezionale per migliorare le performance di continuità e ridurre il divario prestazione tra le diverse aree del Paese. Per lo stesso motivo, si ritiene opportuno prevedere un'estensione al 2020-2023 delle franchigie attualmente sul numero delle interruzioni per le imprese che includono nell'indicatore N1 le interruzioni dovute a cause esterne.

Si condivide altresì l'adozione di una franchigia maggiorata per l'indicatore D1 (da 33 a 39 minuti) per i c.d. ambiti in “altissima concentrazione” (i.e. grandi città aventi più di 250.000 utenti o 500.000 abitanti). Come evidenziato dalla stessa ARERA nell'Appendice 3 del precedente DCO 287/2019/R/eel, tali ambiti sono caratterizzati mediamente da performance di durata peggiori rispetto ai restanti ambiti di alta concentrazione, poiché nelle grandi città le imprese di distribuzione incontrano maggiori difficoltà nelle fasi di localizzazione e isolamento dei guasti permanenti. Appare dunque adeguato maggiorare la franchigia per riflettere le maggiori difficoltà tecniche riscontrate dagli operatori nelle grandi città.

Si reputa inoltre opportuno, per gli ambiti di altissima concentrazione, maggiorare anche la franchigia dell'indicatore N1, dal momento che anche tali ambiti sono interessati dall'intensificarsi di eventi meteo estremi e – poiché il numero di utenti sottesi ad ogni linea MT nelle grandi città è mediamente elevato - un singolo scatto, anche breve, provoca un impatto significativo sull'indicatore N1.

8. Meccanismo di scorporo delle fulminazioni dall'indicatore N1

Come già riportato nella risposta al DCO 287/2019/R/eel, il 2018 è stato caratterizzato da un numero eccezionale di fulminazioni al suolo, con un incremento del 270% rispetto al biennio precedente (i.e.

3,7 milioni di fulmini caduti al suolo rispetto nel 2018 a fronte di 0,8 milioni di fulmini caduti al suolo nel periodo 2016-2017), con punte di +1140% ad agosto (1,5 milioni di fulminazioni vs 120.000 nel biennio precedente).

L'incremento delle fulminazioni eccezionali a causa dei mutamenti climatici in atto è in grado di impattare in maniera significativa sul numero delle interruzioni brevi incluse nell'indicatore N1, in misura non prevista e non prevedibile fino a pochi anni fa. Appare dunque opportuno, in sede di revisione infra-periodo della regolazione, adottare meccanismi di scorporo delle interruzioni brevi riconducibili all'effetto delle fulminazioni eccezionali sugli asset del distributore.

E-distribuzione ha quindi condotto uno studio con il supporto del Politecnico di Milano (PoliMi), illustrato nell'Appendice A del DCO in oggetto, mirante ad introdurre un meccanismo di sterilizzazione del numero di interruzioni brevi dal livello effettivo N1 coerente con quanto previsto dalla stessa ARERA nel DCO 287/2019/R/eel.

In esito allo studio condotto, L'Autorità è orientata a scomputare dall'indicatore N1 le interruzioni brevi registrate in giornate con un numero di fulminazioni "non inferiore al 97° percentile" rispetto al numero di fulminazioni al suolo occorse nel periodo 2004-2014 (media storica). Si ritiene che il 95° o 96° percentile sarebbe adeguati, dal momento che:

- Per gli ambiti cui verrà richiesto il posticipo dei livelli obiettivo, l'adozione del 95°/96° percentile determinerà dei livelli di partenza dei tendenziali più sfidanti rispetto ai livelli di partenza che si avrebbero considerando percentili maggiori. Questo perché il livello di partenza del 2020, in caso di posticipo dei LO, viene ricalcolato considerando i valori di N1 del biennio 2018-2019, depurati dell'effetto delle fulminazioni. Conseguentemente, minore è il percentile considerato, maggiori sono le interruzioni brevi scorporate dall'indicatore N1 2018-2019 e più sfidante risulterà di conseguenza il punto di partenza del tendenziale ricalcolato.
- Consentirebbe di intercettare al meglio le interruzioni dovute a fulminazioni eccezionali, nell'eventualità in cui dovessero manifestarsi eventi estremi nel periodo 2020-2023, similmente a quanto accaduto nel 2018

Rispetto ad un percentile maggiore, la scelta del 95°/96° percentile dà quindi certezza di un tendenziale più sfidante a fronte di una eventuale maggiore scorporo di interruzioni brevi in presenza di fulminazioni eccezionali.

9. Nuova metodologia di calcolo dei periodi di condizioni perturbate (PCP)

Nella risposta al DCO 287/2019/R/eel, Enel ha evidenziato come l'attuale meccanismo PCP basato su fasce di 6 ore fisse e predefinite⁸ non colga pieno le condizioni di eccezionalità manifestatesi in un intervallo temporale a cavallo tra due delle fasce definite dall'Autorità⁹. Si proponeva, quindi, l'adozione di un meccanismo PCP basato su finestre mobili (c.d. "PCP rolling"), in modo da poter "seguire" l'evoluzione temporale degli eventi meteo estremi.

Pur ritenendo che il sistema del PCP "rolling" sia quello più idoneo per "seguire" l'evoluzione temporale degli eventi meteo estremi, si ritiene che il meccanismo prospettato dall'Autorità nel DCO 457/2019/R/eel (basato su fasce fisse di 6 ore con un passo di 3 ore, c.d. "PCP a fasce sovrapposte"¹⁰) rappresenti un'alternativa tecnicamente valida e di più semplice implementazione.

Tuttavia, in caso di adozione del PCP a fasce sovrapposte, risulterebbe fondamentale mantenere le attuali finestre temporali di 3 ore in anticipo e 3 ore in ritardo rispetto alle fasce PCP.

La coesistenza di entrambi questi meccanismi si rende necessaria poiché trattasi di due diversi tipi di sterilizzazioni degli effetti delle perturbazioni sulle interruzioni. Infatti, l'adozione delle così dette "fasce sovrapposte" permette di cogliere le interruzioni eccezionali avvenute a cavallo delle attuali fasce PCP di sei ore, mentre la finestra di ± 3 ore consente di intercettare le code dell'evento meteo e cogliere quelle interruzioni che si manifestano agli estremi delle fasce PCP.

L'adozione del PCP a fasce sovrapposte in assenza della finestra delle ± 3 ore rappresenterebbe, quindi, una complicazione del meccanismo che coglierebbe un numero di interruzioni eccezionali paragonabile (o anche potenzialmente inferiore) rispetto al meccanismo PCP attualmente in vigore. A riprova di ciò, si riportano i risultati di una simulazione ipotizzando l'adozione del PCP a fasce sovrapposte con e senza le finestre di ± 3 ore.

Con riferimento all'anno 2018, l'adozione del PCP a fasce sovrapposte mantenendo le finestre di ± 3 ore avrebbe permesso di intercettare un maggior numero di eventi meteo estremi, determinando (rispetto alla regolazione attuale) un maggiore scorporo di circa 1,4 minuti/utente dall'indicatore D1 e di poco meno di 0,1 interruzioni/utente dall'indicatore N1. Ipotizzando, invece, l'adozione del PCP a fasce sovrapposte eliminando le finestre di ± 3 , gli indicatori D1 e N1 del 2018 non subirebbero sostanziali variazioni rispetto alla regolazione attuale.

⁸ 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.

⁹ 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).

¹⁰ 00:00-06:00; 06:00-12:00; 12:00-18:00 e 18:00-24:00 (come da attuali Scheda n.1 del TIQE) a cui andrebbero ad aggiungersi le fasce 03:00-09:00; 09:00-15:00; 15:00-21:00; 21:00-03:00 del giorno seguente.

Prendendo a riferimento l'anno 2016, l'adozione del PCP a fasce sovrapposte eliminando le finestre di ± 3 ore avrebbe comportato invece un peggioramento sia dell'indicatore D1 (da 36,7 minuti/utente a poco più di 38 minuti/utente) che dell'indicatore N1 (da 3,16 interruzioni/utente a poco più di 3,2 interruzioni/utente).

In conclusione, si concorda con la proposta di revisione del meccanismo PCP avanzata da ARERA, purché siano mantenute le finestre di ± 3 ore attorno alle fasce, in assenza delle quali il meccanismo verrebbe complicato senza incrementare (o, addirittura, rischiando di peggiorare) la capacità dello stesso di intercettare un maggior numero di interruzioni dovute ad eventi meteo eccezionali.

10. Riequilibrio del Fondo Eventi Eccezionali

Come riportato nella risposta al precedente documento di consultazione, Enel condivide la necessità espressa da ARERA nel presente DCO di voler riequilibrare le risorse del Fondo Eventi Eccezionali (FEE), il cui debito cumulato sfiora ormai i 90 milioni di euro. Tale debito dipende anche dal crescente numero di interruzioni prolungate e estese derivanti da eventi meteo estremi, che hanno determinato l'erogazione di rimborsi anche di diversi ordini di grandezza superiori rispetto al fatturato trasporto annuo degli utenti. Condividendo tale obiettivo, Enel ritiene pienamente condivisibile la proposta di cui all'articolo 6.4 lettera a. del DCO in oggetto, ovvero l'introduzione di un tetto massimo all'indennizzo per un utente MT, per un episodio interruttivo, non superiore a 40.000 €, indipendentemente dalle cause. Analogamente, per gli utenti BT con potenza disponibile superiore a 100 kW e per gli utenti BT e MT titolari di impianti di produzione, si propone di introdurre un tetto massimo all'indennizzo pari a 10.000 €.

Inoltre, in alternativa alle proposte di cui all'articolo 6.4 lettere b. e c. del DCO in oggetto e come già comunicato nella risposta al DCO 430/2019/R/eel, Enel propone una revisione del meccanismo di incentivazione che vada nella direzione di orientare l'erogazione degli indennizzi di cui al Titolo 7 Parte 1 del TIQE (c.d. RiPE) verso quelle utenze che maggiormente subiscono il disservizio derivante da un'interruzione prolungata o estesa, incentivando allo stesso tempo i gestori di rete a prioritizzare i propri interventi di ripristino verso quelle linee che alimentano un maggior numero di utenze "effettivamente sensibili" piuttosto che quelle con il maggior numero in assoluto.

In particolare:

- Con riferimento alle utenze domestiche, gli indennizzi potrebbero essere riservati unicamente alle utenze domestiche residenti;
- Per le utenze diverse da quelle domestiche a potenza ridotta, potrebbero essere effettuata una selezione sulla base della tipologia contrattuale e della potenza impegnata, in modo da

- poter includere ad esempio quelle utenze relative ad attività artigianali o a piccolo commercio (ad esempio potenze impegnate superiori a 3 kW e associate ad un contratto con Partita Iva)
- Per le utenze diverse da quelle domestiche con potenza contrattuale più elevata, si potrebbe associare l'indennizzo al valore della potenza media o massima prelevata nel mese precedente, in luogo della potenza disponibile attualmente prevista e che rappresenta in ogni caso la punta massima prelevabile.

In aggiunta a tale clusterizzazione della platea dei clienti cui spetterebbe l'indennizzo, sempre allo scopo di commisurare l'indennizzo ricevuto all'effettivo disservizio subito, si potrebbero riparametrizzare gli importi dei RiPE ai consumi storici.

Si fa presente come, al completamento del piano di sostituzione dei CE 2G, il calcolo degli indennizzi erogabili potrebbe essere determinato, per tutte le tipologie di utenze interessate, sulla potenza effettivamente prelevata. La maggior complessità gestionale derivante dall'utilizzo della potenza effettiva, in luogo di quella disponibile, comporterebbe la necessità di rivedere l'articolo 53.4 del TIQE, prevedendo un allungamento delle attuali tempistiche consentite ai distributori per l'erogazione degli indennizzi.

L'adozione di tali previsioni regolatorie consentirebbe, da un lato, una riduzione del debito cumulato del fondo (considerando che la quota maggiore dei RiPE risulta generalmente a carico del FEE) come richiesto dall'Autorità, e dell'altro consentirebbe di allineare maggiormente il valore del RiPE erogato con il disagio subito dagli utenti.

Come ricordato dalla stessa ARERA, una revisione organica in materia di rimborsi per interruzioni prolungate o estesa sarà possibile solo a valle della consultazione 430/2019/R/eel, per cui si rimanda alle osservazioni già presentate da Enel nella relativa risposta.

11. Introduzione di un nuovo tetto ai premi conseguibili per gli interventi in Resilienza

Stante la regolazione vigente ai sensi della deliberazione 668/2018/R/eel, gli interventi eleggibili a premialità¹¹ inclusi a partire dal Piano Resilienza 2019-2021 e completati nel semestre pianificato possono accedere a premi determinati in funzione della differenza tra il valore attuale netto dei benefici (B') e il valore attuale netto dei costi sostenuti (C'). Essendo il premio conseguibile pari a

¹¹ Così come definito negli art 79bis.1, 79bis.2 e 79ter.1 del TIQE

(B'-C')*0,2¹² gli interventi aventi rapporto beneficio/costo maggiore di 6 ($B/C > 6$) possono ottenere un premio maggiore del costo sostenuto per l'intervento stesso.

Tale situazione si verifica in presenza di interventi che interessano un numero significativo di utenti¹³ e/o interventi che richiedono costi relativamente modesti, se paragonati alla media dei costi sostenuti per gli interventi in resilienza (ad esempio, nel caso in cui l'intervento consista nella realizzazione di un tratto di rete di lunghezza limitata a cui sono connessi molti utenti).

Nel DCO in oggetto, l'Autorità intende introdurre un tetto ai premi conseguibili dagli interventi in resilienza, imponendo che gli stessi possano essere pari al massimo al costo dell'intervento (i.e. imponendo un premio pari al costo sostenuto per tutti gli interventi eleggibili a premialità avente $B/C > 6$).

Pur condividendo che un premio superiore al costo dell'intervento stesso sia idealmente sproporzionato, occorre considerare che le imprese di distribuzione hanno presentato i propri Piani Resilienza impegnandosi sulla base della regolazione vigente al 31/06/2019, la quale prevede di selezionare gli interventi sulla base del tempo di ritorno¹⁴ pre-intervento, indipendentemente dal valore dei benefici e dei costi, determinati solo a valle della selezione degli interventi su cui intervenire in via prioritaria.

È dunque la regolazione vigente che richiede agli operatori di realizzare sia interventi con beneficio netto negativo (e dunque $B/C < 1$), eleggibili solo a penalità¹⁵, quanto interventi avente beneficio netto positivo (eventualmente anche particolarmente elevato, portando anche a situazione con $B/C > 6$) eleggibili a premialità e penalità.

Una revisione regolatoria che introduca un tetto massimo ai premi conseguibili per singolo intervento appare dunque condivisibile, purché trovi applicazione a partire dai nuovi interventi che verranno inclusi a partire dal prossimo Piano Resilienza 2020-2022.

12. Riduzione dell'indice ISR nei casi di malfunzionamento del sistema di telecontrollo

La scrivente società ritiene opportuna una revisione della proposta di modifica della scheda n.3 del TIQE (Appendice B del DCO in oggetto) in merito alla prevista introduzione di una penalizzazione di

¹² Art. 79 ter.2 del TIQE.

¹³ Ai sensi della scheda 7 del TIQE, i benefici B1 e B3 dipendono direttamente dal numero di utenti beneficiari dell'intervento.

¹⁴ Ovvero l'inverso della probabilità annua che si verifichi un disservizio per uno specifico fattore critico di rischio, come individuato al comma 77.3.

¹⁵ Così come definito agli art. 79bis.1, 79bis.2 e 79quater.1 del TIQE

10 punti dell'ISR nei casi di mancanza del sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) per la registrazione della continuità del servizio.

Si ritiene che l'eventuale introduzione di tale meccanismo di penalizzazione dell'ISR dovrebbe riguardare unicamente i casi di assenza del sistema di telecontrollo centrale (STUX/STM¹⁶) ai fini delle registrazione delle interruzioni per più di 48 ore, e non l'indisponibilità degli apparati periferici (come RTU, modem/router/switch componenti delle protezioni, ecc.) installati sul campo.

Ciò appare coerente con la definizione di sistema di telecontrollo presente nel TIQE¹⁷, inteso come il sistema di gestione e di supervisione a distanza della rete di distribuzione in alta e media tensione (Centro), atto a registrare in modo automatico e continuativo gli eventi di apertura e chiusura degli interruttori o di altri organi di manovra (impianti periferici).

Si precisa, come comunicato nella risposta al DCO 287/2019/R/eel, che anche nel caso di eventuali malfunzionamenti del sistema di telecontrollo centrale o degli apparati periferici 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.

In conclusione, si ritiene – come previsto dall'Autorità nel DCO in oggetto - che l'applicazione della penalizzazione di 10 punti dell'ISR proposta nel DCO debba trovare applicazione unicamente qualora, nel corso di un'interruzione, si verifichi un guasto del sistema di telecontrollo centrale delle cabine primarie per più di 48 ore, non attribuibile a cause di forza maggiore¹⁸, tale da non consentire la corretta registrazione delle interruzioni.

Qualora, invece, nel corso di un'interruzione si verifichi un guasto che interessi il sistema di telecontrollo centrale delle cabine secondarie per più di 48 ore, non attribuibile a cause di forza maggiore e tale da non consentire la corretta registrazione delle interruzioni, sarebbe opportuno prevedere una penalizzazione dell'ISR di magnitudo inferiore rispetto al caso di guasto del telecontrollo delle cabine primarie (ad esempio, prevedendo una penalizzazione di 2 punti).

Inoltre, al fine di allineare la definizione di telecontrollo a quella di idonea strumentazione atta a registrare correttamente le interruzioni, si suggerisce di aggiornare come segue la definizione di telecontrollo di cui all'art. 1.1 lettera kk) del TIQE:

¹⁶ Sistema di Telecontrollo Unificato/Sistema di telecontrollo MT utilizzato da e-distribuzione, che registra in tempo reale tutte le misure e gli eventi che interessano gli impianti di e-distribuzione.

¹⁷ Art. 1.1 lettera kk) del TIQE.

¹⁸ Inclusi eventuali attacchi informatici.

Art 1.1 lettera kk) del TIQE: il sistema di telecontrollo ai fini della corretta registrazione delle interruzioni è il sistema di gestione e di supervisione a distanza della rete di distribuzione in alta e media tensione, atto a registrare in modo automatico e continuo gli eventi di apertura e chiusura di interruttori o di altri organi di manovra (causati sia da comandi a distanza, sia da interventi di protezioni o di dispositivi automatici), e gli eventi di mancanza di tensione nel punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale o con altre imprese distributrici, nonché atto a consentire la successiva consultazione dei dati registrati”.

Si rimanda allo spunto di consultazione S.13 per una proposta di revisione della scheda n.3 del TIQE coerente con le proposte di cui al presente paragrafo.

Con riferimento, invece, alla proposta avanzata dall'Autorità (ovvero la penalizzazione di 10 punti dell'indice ISR in *manca di sistema di telecontrollo o altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio* afferente agli impianti di cui ai commi 3.2¹⁹ e 3.3²⁰, o guasto per almeno 48 ore consecutive al sistema di telecontrollo o altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio afferente al 20% degli impianti di cui al comma 3.2, ad esclusione dei casi di calamità naturale documentati), Enel ritiene opportuno un chiarimento in merito alla soglia di guasto del 20% degli impianti di cui all'articolo 3.2 del TIQE, oltre la quale verrebbe applicata la penalizzazione dell'ISR.. In particolare, risulta opportuno chiarire se tale soglia del 20% vada applicata considerando la totalità degli impianti di cui all'articolo 3.2 del TIQE, o se si intende invece applicarla ad un perimetro più ristretto (ad esempio: un perimetro regionale, provinciale, per singolo centro operativo etc).

Va considerato che i centri operativi di minori dimensioni e con poche cabine primarie potrebbero superare la soglia del 20% molto più facilmente rispetto a centri operativi di maggiori dimensioni che gestiscono molte cabine primarie. Discorso analogo vale ipotizzando un perimetro regionale²¹. Di conseguenza, Enel ritiene che la soglia del 20% vada rivista in funzione della numerosità effettiva delle cabine primarie di competenza di ciascun centro operativo ispezionato.

13. Riduzione dell'indice ISR nei casi di impossibilità sistematica di ascolto della registrazione vocale delle chiamate

¹⁹ a) impianti di trasformazione AAT/AT e AT/AT; b) impianti di trasformazione AAT/MT e AT/MT; c) impianti di smistamento AT; d) impianti di trasformazione MT/MT o di smistamento MT da cui partono linee MT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni; e) impianti di interconnessione AT o MT con Terna o altre imprese distributrici, da cui partono linee MT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni.

²⁰ Il sistema di telecontrollo o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio deve essere installato anche in corrispondenza di organi di manovra installati lungo le linee MT asserviti a protezioni o automatismi o per i quali è possibile effettuare aperture o chiusure a distanza.

²¹ Regioni di piccole dimensioni e con poche cabine primarie, come il Molise, potrebbero infatti superare la soglia del 20% più facilmente rispetto a grandi regioni che gestiscono molte cabine primarie.

Con riferimento alla prevista introduzione di una penalizzazione di 4 punti dell'ISR nei casi di "impossibilità sistematica di ascolto di registrazione vocale delle chiamate", si reputa necessario ribadire quanto comunicato nella risposta integrativa al DCO 287/2019/R/eel.

Più in dettaglio, si ritiene che la penalizzazione di 4 punti dell'ISR vada applicata solo qualora si verifichi la sistematica mancata registrazione e archiviazione dei file audio relativi alla chiamate intercorse con gli utenti limitatamente alle segnalazioni che risultano invalidate o non gestite, e non anche i casi in cui il file audio è presente ma non consenta di ricostruire la conversazione per cause non imputabili al distributore (ad esempio: casi di chiamate interamente "mute" o casi in cui risulti possibile ascoltare unicamente l'audio dell'utente o l'audio dell'operatore del distributore).

Si precisa che e-distribuzione svolge controlli periodici per minimizzare il rischio – estremamente basso – di malfunzionamento dei sistemi informatici tale da comportare la mancata registrazione e archiviazione dei file audio relativi alle chiamate ricevute dagli utenti. Nei casi in cui venga riscontrata un'anomalia nel funzionamento del sistema di registrazione e archiviazione delle chiamate (ad esempio: guasti nelle apparecchiature di registrazione) si interviene comunque nel più breve tempo possibile.

Si rimanda allo spunto di consultazione S.13 per una proposta di revisione della scheda n.3 del TIQE coerente con le proposte di cui al presente paragrafo.

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.

S1. Come dovrebbe essere costruito l'indicatore, basato su dati relativi al 2018-19, per selezionare gli ambiti territoriali ai quali accordare una posticipazione al 2025 del termine ultimo per il raggiungimento dei livelli obiettivo (cfr punto 3.12)?

S2. Si ritiene che possano sussistere ulteriori criteri rispetto a quello indicato al punto 3.12, e comunque oggettivi e identificabili ex-ante, per selezionare ambiti territoriali ai quali accordare la posticipazione al 2025 del termine ultimo per il raggiungimento dei livelli obiettivo?

S3. Quali elementi potrebbero essere assunti allo scopo di verificare l'effettivo avanzamento delle autorizzazioni necessarie per la cantierizzazione degli sviluppi previsti di capacità di trasformazione AT/MT, in mancanza del quale la posticipazione verrebbe revocata?

Si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo “Posticipo dei livelli obiettivo per gli ambiti con criticità strutturali”.

S4. Si condividono i meccanismi della regolazione speciale per ambiti critici, ovvero con livelli di numero e durata di interruzione peggiori di una volta e mezzo il livello obiettivo? Se no, per quali aspetti specifici e con quali motivazioni?

In merito alla proposta regolazione speciale per gli ambiti critici non rientranti negli esperimenti regolatori, si rimanda alle considerazioni del paragrafo 5 e alle osservazioni generali.

S5. Si condividono i criteri della regolazione per esperimenti indicati al punto 4.9 del presente documento di consultazione, oltre a quelli indicati al punto 4.5 del documento di consultazione 287/2019, per favorire il miglioramento della continuità del servizio tramite soluzioni innovative in aree critiche? Se no, per quali aspetti specifici e con quali motivazioni?

Si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo “Esperimenti regolatori in ambiti interessati da innovazioni tecnologiche”.

S6. Si condivide il meccanismo di riduzione dei premi, per imprese con più ambiti, in caso di conseguimento di penalità ripetute? Se no, per quali motivazioni?

si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo “Riduzione dei premi in presenza di “ambiti in penalità ripetute”

S7. Si ritiene che si debba introdurre una soglia dimensionale e/o geografica per l'applicazione di tale meccanismo, per evitare di discriminare le imprese più piccole a seconda che operino su uno o più ambiti?

Non si hanno osservazioni a tale spunto di consultazione.

S8. Si condividono gli interventi prospettati di modifica delle franchigie relative al livello obiettivo della durata delle interruzioni (cfr. punto 5.2)? Se no, per quali motivazioni?

Si condividono gli interventi proposti, e si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo “revisione delle franchigie dell'indicatore D1 e introduzione degli ambiti di “altissima concentrazione”.

S9. Si ritiene che la franchigia in aumento al livello obiettivo debba essere incrementata anche per il numero delle interruzioni? Motivare le risposte.

si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo “revisione delle franchigie dell'indicatore D1 e introduzione degli ambiti di “altissima concentrazione”

S10. Si ritiene utile riaprire i termini per la scelta delle imprese distributrici in relazione in relazione all'inclusione negli indicatori D1 e N1 delle interruzioni dovute a cause esterne?

Non si hanno osservazioni a tale spunto di consultazione.

S11. Si condivide il meccanismo di sterilizzazione dall'indicatore del numero di interruzioni della quota parte di interruzioni brevi dovute ad un elevato di numero di fulminazioni al suolo (cfr Appendice A)? Se no, per quali motivazioni?

si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo "Meccanismo di scorporo delle fulminazioni dall'indicatore N1"

Si condivide inoltre la proposta revisione del meccanismo atto a scomputare dagli indicatori di continuità del servizio le interruzioni avvenute durante periodi di condizioni perturbate, purché – come detto al paragrafo "Nuova metodologia di calcolo dei periodi di condizioni perturbate (PCP)" – la proposta adozione delle c.d. "fasce sovrapposte" venga accompagnata dal mantenimento delle attuali finestre temporali di 3 ore in anticipo e 3 ore in ritardo rispetto alle fasce PCP.

S12. Si condividono gli interventi prospettati di riesame di altri aspetti della regolazione della qualità del servizio? Se no, per quali motivazioni?

Si rimanda al paragrafo "Riequilibrio del Fondo Eventi Eccezionali" per le considerazioni su tale argomento.

Con riferimento alla proposta di maggiore pubblicità dei dati di qualità del servizio e dei relativi effetti economici, si concorda 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 ribadisce 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 regolatorie²².

Infine, alla luce del mutato contesto climatico in cui sono chiamati ad operare le imprese di distribuzione, si concorda con la proposta di mantenere per il prossimo semiperiodo 2020-2023 lo standard di 12 ore sulla durata massima delle interruzioni negli ambiti di bassa concentrazione.

Non si hanno particolari osservazioni e commenti relativamente agli altri punti trattati nel capitolo 6 del DCO.

S13. Si condividono gli interventi prospettati di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni? Se no, per quali motivazioni?

²² 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 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.

Enel accoglie con particolare favore la proposta introduzione di un tetto massimo di 4 ore oltre la quale la seconda chiamata di un cliente non sul punto di fornitura al momento della prima chiamata non vada accorpata alla prima. Come evidenziato dalla stessa Autorità, l'introduzione di tale tetto massimo rappresenta un valido compromesso tra la necessità di ripristinare rapidamente l'alimentazione ai clienti in caso di disservizio e la necessità per le imprese distributrici di esercitare correttamente la rete, evitando per quanto possibile accessi a vuoto o indennizzi imputabili a ritardi nelle segnalazioni da parte dei clienti finali.

Si condivide, infine, la proposta di introdurre un monitoraggio almeno biennale delle casistiche di display malfunzionante, i cui esiti verranno resi disponibili attraverso i dati di qualità commerciale ai sensi della Parte II del TIQE.

Tuttavia, come evidenziato nei precedenti paragrafi, si reputa opportuno rivedere le proposte di aggiornamento della scheda n.3 del TIQE di cui all'appendice B del DCO in oggetto, relativamente alle previste penalizzazioni in caso di malfunzionamento del sistema di telecontrollo e di impossibilità sistematica di ascolto della registrazione vocale delle chiamate. Stante quanto rappresentato nei paragrafi precedenti, si propone di aggiornare la scheda n.3 del TIQE come segue:

Punti P _i	Non conformità di sistema
10	<ul style="list-style-type: none"> a. <u>Mancanza o guasto per più di 48 ore consecutive (in assenza di condizioni di forza maggiore) del sistema di telecontrollo delle cabine primarie o altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio ai fini della corretta registrazione delle interruzioni</u> b. Mancata registrazione sistematica di interruzioni lunghe o brevi c. Mancanza del registro delle segnalazioni d. Errore nell'applicazione della modalità di calcolo per l'identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate di cui alla Scheda n. 1
4	<ul style="list-style-type: none"> l. Errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi o transitorie anziché lunghe m. Errori sistematici di attribuzione dell'origine delle interruzioni n. Errori sistematici di attribuzione della causa delle interruzioni o. Mancata registrazione sistematica di interruzioni transitorie

	<i>p. Mancata registrazione e archiviazione sistematica dei file audio relativi alla chiamate invalidate o non gestite intercorse con gli utenti</i>
[...]	[...]
2	<p><i>r. Mancanza o guasto per più di 48 ore consecutive (in assenza di condizioni di forza maggiore) del sistema di telecontrollo delle cabine secondarie o altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio ai fini della corretta registrazione delle interruzioni.</i></p> <p>s. Mancata documentazione sistematica dell'istante di inizio dell'interruzione per malfunzionamento al sistema di telecontrollo o altra strumentazione, inclusa indisponibilità dei vettori di comunicazione, salvo documentate condizioni di forza maggiore o di PCP</p> <p>t. Non corretta tenuta sistematica dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento per ciascun caso in cui l'utente non parli con un operatore ma con un risponditore automatico (applicabile alle imprese con registrazione vocale delle chiamate)</p>

S14. Si condivide l'ipotesi di limitare il premio per un intervento di incremento della resilienza ad un valore massimo pari al costo dell'intervento stesso? Se no, per quali motivazioni?

Si rimanda alle considerazioni presenti al paragrafo "Introduzione di un nuovo tetto ai premi conseguibili per gli interventi in Resilienza"

S15. Si condividono gli orientamenti complessivi dell'Autorità in materia di aggiornamento della regolazione output-based della qualità del servizio di trasmissione? Se no, per quali motivazioni?

Come riportato nella risposta al DCO 287/2019/R/eel, Enel reputa opportuna una revisione del meccanismo regolatorio della mitigazione, al fine di valorizzare al meglio il contributo dei distributori nel garantire il tempestivo ripristino del servizio nei casi di disservizi originati sulla RTN (utilizzando anche gruppi elettrogeni o realizzando alimentazioni temporanee) mitigando gran parte del disagio subito dagli utenti.

Si accoglie, quindi, favorevolmente il proposto allineamento del valore dei servizi di mitigazione alla metà del valore utilizzato per la regolazione premi-penali dell'ENSR di cui all'articolo 7 e alla tabella 2 del TIQ.TRA²³.

Tuttavia, si reputano necessarie anche ulteriori migliorie al meccanismo di mitigazione, già segnalate nella risposta al precedente documento per la consultazione.

In particolare, la proposta *inclusione nella remunerazione dei servizi di mitigazione dei casi di disalimentazione della RTN per tutte le cause soggette alla regolazione della ENSR* non permetterebbe ancora di valorizzare il servizio di mitigazione reso in occasione di lavori programmati sulla RTN. Ciò perché, ai sensi dell'articolo 10.2 del TIQ.TRA, le disalimentazioni programmate sono escluse dall'indicatore ENSR. Si ritiene quindi opportuno una revisione dell'articolo 10.2 del TIQ.TRA che valorizzi il servizio di mitigazione reso in situazioni di lavori programmati sulla RTN.

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 magliata²⁴) o 90% (nel caso di rete del TSO gestita in maniera radiale o in antenna o in derivazione rigida a "T"²⁵). Tale previsione comporta 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.

Per tale ragione, si reputa opportuno prevedere che il servizio di mitigazione venga riconosciuto 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 (indipendentemente dall'assetto della rete di trasmissione) o – in alternativa – prevedere una maggiorazione della valorizzazione economica del servizio di mitigazione in €/MWh nei casi in cui la rete del TSO sia gestita in maniera radiale/in antenna/in derivazione rigida a "T".

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.

²³ Allegato A alla Deliberazione 653/2015/R/eel e s.m.i.

²⁴ 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.

²⁵ Vedi nota 24



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.