



**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 173/2023/R/EEL
VERSO UN MODELLO DI SVILUPPO SELETTIVO DEGLI
INVESTIMENTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

-

Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi Piani



Introduzione

In linea generale, apprezziamo l'avvio da parte di codesta Autorità del processo di discussione relativo alla predisposizione dei Piani di Sviluppo (PdS) da parte dei distributori elettrici, come indicato nelle disposizioni contenute nei Decreti Legislativi di attuazione delle Direttive Rinnovabili e Mercato Interno.

Come noto, i PdS sono per le Istituzioni Europee uno strumento di trasparenza per informare tutti gli stakeholder circa lo sviluppo futuro delle infrastrutture, considerata questa fase cruciale per la transizione energetica e per il progressivo processo di indipendenza della UE dal punto di vista energetico. A tal riguardo, si sottolinea che i PdS dei distributori costituiscono uno strumento fondamentale nel processo di decarbonizzazione del Paese e nel raggiungimento degli ambiziosi obiettivi europei, considerata anche l'attuale fase storica in cui gli operatori infrastrutturali sono oggi chiamati a operare e formulare le proprie previsioni.

In particolare, si condivide l'intento del Regolatore di un approccio che promuova l'integrazione della metodologia ROSS-integrale con l'aggiornamento del TIQE per il nuovo periodo regolatorio e la revisione delle modalità di predisposizione dei PdS da parte dei DSO. In questa logica di **valorizzazione dell'integrazione dei diversi aspetti** regolatori di interesse del Settore, appare però fondamentale tracciare un percorso che permetta **un'analisi approfondita e puntuale dei diversi elementi** che dovranno essere integrati nei PdS 2025 e seguenti.

Infatti, la transizione verso un modello di generazione distribuita e la progressiva elettrificazione dei consumi, nell'attuale fase di incertezza, richiede una **costante flessibilità operativa e della pianificazione**, nonché un **sostegno all'innovazione e agli investimenti**, sensibilmente accresciuti rispetto al passato, anche grazie agli investimenti previsti dal Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR).

A tal proposito, si sottolinea che i principali DSO nel 2022 hanno assunto impegni importanti in termini di realizzazione di investimenti per supportare il Paese nel raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNRR, per cui la realizzazione dei progetti ammessi a finanziamento (che in totale ammontano a quasi 4 miliardi di euro finanziati da sovvenzioni a fondo perduto) prevede il rispetto di tempistiche stringenti e predefinite che riguardano il 2026.

Ciò considerato, si ritiene indispensabile definire **una tempistica adeguata** all'introduzione di una **nuova regolazione sui PdS** della distribuzione, evoluzione che risulta altamente impattante sia per gli operatori che per gli utenti della rete e che tenga conto del tempo necessario a recepire e implementare un'evoluzione così importante come quella prospettata nel suddetto DCO, anche in ottica ROSS-integrale. Pertanto, si ritiene essenziale un'analisi approfondita delle tempistiche di predisposizione e dei contenuti del PdS sia transitorio che a regime.

In questa logica, riteniamo fondamentale che il **PdS 2023** vada inteso come un documento di programmazione **nel percorso di transizione verso una nuova concezione dei PdS**. In altre parole, nel rispetto degli obblighi imposti dal Legislatore, si ritiene fondamentale che il PdS 2023 debba operare in continuità con i Piani precedenti e le logiche "as-is" prevedendo, in ogni caso, opportune e adeguate integrazioni, quali ad esempio il focus sugli interventi presentati dal distributore e finanziati nell'ambito del PNRR e del pilota sulla flessibilità, come dettagliato nel seguito del documento.

Per quanto concerne invece il **PdS post 2023**, si condivide la necessità di renderlo coerente con l'evoluzione della regolazione in vista anche dello sviluppo della nuova regolazione delle infrastrutture per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) nella sua versione integrale, considerando che il PdS dovrà essere coerente anche con le logiche di previsione aziendale attuali e future.



Infine, risulta necessario chiarire come le modalità e tempistiche di trasmissione del PdS annuale e pluriennale del distributore, previste dall'art. 23.4 del TIUF (Testo integrato unbundling funzionale- Allegato A alla Delibera Arera 296/15), in concomitanza con la trasmissione dello stesso agli organi sociali del distributore competenti per l'approvazione entro 30 giorni dalla sua approvazione, debbano essere eventualmente modificate sia per il PdS 2023 che di quello a regime.

Per quanto riguarda, più nello specifico, le proposte in consultazione si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti.

Risposte agli spunti per la consultazione

S1. Osservazioni in merito alle priorità per lo sviluppo selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, indicando se possibile un livello di importanza (es. elevato, medio, limitato) annesso a ciascun driver. Si suggerisce di indicare tre priorità chiave.

In via preliminare, ci preme sottolineare che i vincoli legati all'utilizzo tempestivo delle risorse per investimenti che beneficiano dei finanziamenti stanziati dal PNRR (con orizzonte al 2026), influenzeranno inevitabilmente le priorità di investimento e le azioni delle imprese distributrici nei prossimi anni.

Si ritiene che l'elenco riportato dall'ARERA nel presente DCO riguardo ai driver per uno sviluppo degli investimenti rappresenti già un elenco di priorità importanti per il DSO e si sottolinea come la gestione dei guasti e il ripristino del servizio a fronte di eventi estremi sono per definizione un elemento prioritario. In particolare, in tema continuità del servizio e del percorso progressivo di miglioramento, si sottolinea la necessità di pervenire a una innovazione degli schemi incentivanti e degli obiettivi di miglioramento annuale compatibilmente con lo scenario corrente.

Con riferimento alle priorità per lo sviluppo degli investimenti, riteniamo che i driver principali per i prossimi anni siano quelli legati agli obiettivi della transizione energetica, ovvero in particolare:

- l'incremento della hosting capacity, insieme con l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- l'elettrificazione dei consumi, inclusa l'integrazione della mobilità elettrica;
- l'incremento della resilienza della rete a fronte dei rischi crescenti dovuti agli eventi climatici estremi, di sempre maggior frequenza e intensità.

Riteniamo importante inoltre segnalare l'opportunità di calibrare i "segnali" regolatori in modo che questi non indirizzino le attività dei distributori verso interventi che non risultino prioritari dal

punto di vista della gestione della rete e del servizio offerto al cliente. Ad esempio, la recente introduzione di corrispettivi per l'energia reattiva immessa nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e RTN, estesi all'intera rete di distribuzione, rischia di indurre i distributori a investire inutilmente anche in aree nelle quali non è tecnicamente opportuno, mentre sarebbe auspicabile che gli interventi fossero effettuati in funzione dei piani concordati tra i distributori e Terna sulla base delle priorità tecniche congiuntamente individuate. Sarà pertanto importante introdurre criteri di deroga coerenti con le valutazioni tecniche dei gestori di rete.

S2. Osservazioni in merito agli orientamenti riguardo le tempistiche dei Piani di sviluppo a regime a partire dal 2025.

Si ribadisce la necessità di definire tempistiche adeguate per i PdS a regime, in modo che sia garantita la coerenza con l'introduzione dei business plan previsti dal ROSS integrale, con la pianificazione aziendale e che tenga anche conto delle relative comunicazioni che i gruppi quotati devono garantire nei confronti della comunità finanziaria, oltre che con la necessità di coordinamento con il PdS di Terna.

Inoltre, le tempistiche dei PdS a regime dovrebbero essere coordinate in maniera più coerente con la finestra temporale di consuntivazione per avere anche un migliore avanzamento delle attività, stabilendo un tempo adeguato di almeno tre mesi tra la consuntivazione e la presentazione del PdS.

Nella definizione di un orizzonte quinquennale si ribadisce che il IV e V anno del PdS, oggetto di re-rolling nel PdS successivo, potranno essere segnalati con le migliori stime (anche con un intervallo di scostamento più variabile rispetto a quanto riportato per il primo triennio).

Considerato quanto sopra, per quanto concerne le tempistiche dei piani a regime a partire dal 2025, si propone uno slittamento di due mesi come segue:

- Presentazione dei PdS (pre-consultazione) all’Autorità entro il **31 marzo degli anni dispari**; in questa occasione potrebbe essere anche presentato il monitoraggio annuale di avanzamento del PdS, di cui al punto 12 del DCO, avendo a disposizione i dati consuntivati al 31 dicembre dell’anno precedente.
- Consultazione pubblica della durata di 30 giorni;
- Trasmissione dei PdS (a valle della consultazione), delle osservazioni ricevute e delle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate, all’Autorità entro il **30 giugno degli anni dispari**. Nella stessa data si presenterebbe anche il rapporto annuale sulle performance dell’impresa distributrice, di cui al punto 11 del presente DCO.

Tale tempistica permetterebbe di tener conto dei dati di consuntivazione disponibili per i DSO nel corso del mese di marzo e di recepire il contenuto dei piani definitivi di Terna, pubblicati al 31 gennaio degli anni dispari.

Infine, resta inteso che il contenuto del primo anno del PdS si intende consolidato e non oggetto di consultazione, in quanto già inserito nel budget e in esecuzione nell’anno in corso.

S3. Osservazioni in merito agli orientamenti riguardo le tempistiche dei Piani di sviluppo 2023 in chiave di transizione graduale.

In via preliminare, ci preme evidenziare che, considerata la scadenza del 30 giugno prevista dal TICA per la presentazione dei PdS, i DSO stavano già lavorando alla predisposizione del PdS 2023 al momento della pubblicazione del presente DCO, avendo la Delibera 121/2022 sospeso solo per il 2022 le tempistiche di predisposizione del PdS. Pertanto, si ritiene che intervenire significativamente sulle logiche alla base dell’impianto del lavoro in corso, seppur in presenza di

una proroga, non risulterebbe di immediata attuazione, anche tenuto conto della necessità di far approvare i Piani da parte degli organi societari preposti del DSO.

Inoltre, si ritiene che le tempistiche di predisposizione dei piani proposte non siano coerenti con il **necessario coordinamento con Terna** da parte dei distributori su tutti i temi, come definito dalle disposizioni contenute nella normativa primaria.

Pertanto, anche al fine di concedere ai DSO il tempo utile a recepire quanto verrà definito con le decisioni espresse nella Delibera che seguirà il DCO, si ritiene opportuno posticipare la **presentazione dei Piani** (pre-consultazione) da parte del distributore all'Autorità e al Ministero dalla data ipotizzata del 31 agosto 2023 almeno **al 30 settembre 2023**.

In aggiunta a ciò, si reputa fondamentale che sia meglio chiarito il perimetro e la finalità di questa prima **consultazione pubblica** prevista ipoteticamente per settembre 2023, i destinatari a cui è rivolta e il trattamento delle osservazioni che dovessero emergere. A nostro avviso, viste le tempistiche stringenti e i piani già definiti, si potrebbe considerare questo passaggio come una sorta di presentazione pubblica e prima sperimentazione delle modalità di interazione, analisi e feedback con gli stakeholders, dove il DSO può dare risposte ai commenti ricevuti per eventualmente tenerne conto nei piani futuri. Ad esempio, appare opportuno definire le modalità di gestione di eventuali osservazioni da parte di tutti i soggetti ed Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni, alla realizzazione e all'esercizio delle infrastrutture di rete previste nei Piani.

Pertanto anche in considerazione dei tempi molto stringenti dettati dal pochissimo tempo intercorrente tra il DCO, la delibera per i PdS 2023 transitori e la produzione dei PdS stessi, per garantire la coerenza coi vigenti processi di pianificazione aziendale, i PdS che verranno presentati pubblicamente saranno quelli già approvati dai competenti organi societari aziendali e riguarderanno il 2023-2025, con le integrazioni già citate in premessa; pertanto le osservazioni

che verranno fatte durante la presentazione pubblica potranno essere prese in considerazione per i piani futuri, fermo restando che sarà fornita la motivazione riguardo le singole tematiche e le ragioni per quali se ne terrà o meno conto.

S4. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo gli elementi metodologici da esplicitare nei Piani di sviluppo 2023.

Riguardo gli aspetti metodologici delineati nel documento di consultazione per il PdS 2023, come detto precedentemente, il DSO sarebbe stato pronto alla produzione di un PdS a modello vigente, redatto sulla base del piano industriale 2023-2025 già approvato.

Come già anticipato, inoltre, il nuovo orizzonte di pianificazione quinquennale non risulterebbe in linea con l'orizzonte triennale previsto dai Piani Industriali dei DSO, per cui per gli ultimi due anni (quarto e quinto anno) potranno essere rappresentati elementi esclusivamente qualitativi circa la necessità di determinate tipologie di investimenti, tuttavia ancora non puntualmente approvati dai vertici aziendali del DSO.

A tal riguardo, ci preme sottolineare che il Distributore è obbligato a connettere tutti i terzi che facciano richiesta per cui **una pianificazione di lungo periodo potrebbe non intercettare eventuali accelerazioni settoriali o evoluzioni di scenario non prevedibili sul lungo termine**. A titolo di esempio, si pensi al fenomeno dell'aumento delle connessioni attive iniziato a partire dal 2021 e acuitosi nel 2022 e 2023, il quale non era prevedibile da parte dei DSO nella misura in cui si è manifestato. Ad ogni modo, considerato uno scenario a lungo termine, al fine di accogliere sin da subito la disposizione di legge si **propone di inserire una sezione relativa agli investimenti pianificati** che riporti le caratteristiche e le milestones intermedie **dei progetti ammessi a finanziamento PNRR**, che riguardano anche il 2026.

Pertanto, anche con riferimento agli aspetti metodologici, si ritiene possibile per il 2023 che il DSO possa presentare un PdS secondo le logiche condivise fino ad oggi, motivando ciascun elemento del PdS e con l'integrazione, ad esempio, della descrizione dei progetti PNRR o del progetto pilota sulla flessibilità come riportato nella risposta allo spunto di consultazione successivo. Si ritiene necessario che il DSO possa **mantenere per il 2023, la struttura di rappresentazione utilizzata nei precedenti Piani**, tutt'ora in vigore, e di procedere con la **nuova struttura richiesta a partire dal PdS 2025**.

S5. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo la stima dei costi nei Piani di sviluppo 2023.

Con particolare riferimento al **tema dei costi**, si sottolinea che la Legislazione prevede espressamente di includere nei PdS una comparazione dei costi delle misure di investimento fra elementi infrastrutturali e investimenti in flessibilità. In primo luogo, si ritiene possibile per i soli DSO che presentino progetti pilota ex delibera 352/2021, di includere nel PdS **una sintesi del progetto pilota sulla flessibilità** benché senza una puntuale comparazione dei costi, posto che i progetti non sono ancora stati avviati e quindi non è possibile ricavarne puntualmente i benefici economici; un **confronto tra flessibilità e potenziamento di rete** sarà possibile solo a valle della chiusura dei progetti pilota già menzionati.

Inoltre, per gli investimenti PNRR, nella relativa sezione citata precedentemente, potranno essere riportate anche le ipotesi di costi di realizzazione presentate al Ministero in fase di partecipazione agli Avvisi Pubblici.

In ultimo, **per le altre tipologie di investimento, si ritiene necessario che il DSO sviluppi analisi approfondite**, non espletabili in un arco temporale così ristretto. Pertanto, si ritiene in questa fase transitoria del PdS, di rappresentare solamente i costi utilizzati dal DSO, illustrandone i razionali.

Riguardo questi ultimi si evidenzia, peraltro, come i costi utilizzati negli ultimi anni in fase di pianificazione abbiano trovato scarsa rispondenza nella realtà, a causa principalmente dei fattori esogeni che hanno fortemente impattato sulla fase realizzativa dei lavori, determinando un forte incremento di costi dovuto in generale allo scenario macroeconomico sin dagli ultimi mesi del 2021 e soprattutto nel 2022 (inflazione, aumento costi materiali e imprese, etc). Ciò risalta in particolar modo in relazione agli interventi del Piano Resilienza, i cui costi di riferimento sono quelli utilizzati nell'anno di inserimento a piano di ciascun intervento, a partire quindi (per molti interventi) dal 2018.

Oltre ai fattori di cui sopra, sui costi effettivi di tali interventi hanno inciso altri fenomeni non preventivabili in fase di pianificazione, quali ad esempio la sempre più diffusa e sistematica tendenza, da parte degli Enti autorizzanti, a prescrivere interramenti di linee aeree da ricostruire nell'ambito del Piano, e in generale l'emergere, durante le fasi di progettazione esecutiva e di autorizzazione, di vincoli/complessità realizzative evidentemente non noti in sede di pianificazione.

Inoltre, in fase di programmazione esecutiva degli interventi si rende sempre più spesso necessario ampliare l'utilizzo di gruppi elettrogeni per avere la massima garanzia di continuità del servizio a tutti i clienti durante le fasi esecutive degli interventi su linee esistenti.

Si segnala infine che, nel caso particolare di e-distribuzione, data la presenza sul territorio nazionale, le analisi da sviluppare in previsione della futura metodologia ROSS-integrale dovranno necessariamente tener conto anche della significativa variabilità dei costi di realizzazione degli interventi da un contesto territoriale ad un altro, dati i diversi valori di costo della manodopera e dei materiali di fornitura, l'orografia del territorio, il diverso valore commerciale dei suoli che può determinare indennizzi per servitù di elettrodotto talvolta molto elevati, ecc.

S6. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo l'evoluzione degli aspetti metodologici dei piani nel resto del 2023 e nel corso del 2024.

In merito agli aspetti metodologici ipotizzati per i piani post 2023, ci preme ribadire che il distributore ha l'obbligo di connettere tutte le risorse che ne facciano richiesta, con i conseguenti costi che ne derivano. Peraltro, per il distributore, il quale non ha un ruolo nel mercato come invece accade per il Gestore della Rete di trasmissione nazionale, risulta difficile quantificare i benefici derivanti da tale obbligo di connessione di tutte le richieste. In aggiunta a ciò, si ribadisce che il PdS ha lo scopo di garantire trasparenza sulla situazione della rete elettrica e assicurare un sistema di accesso di terzi alla rete oggettivo e non discriminatorio tra gli utenti del sistema.

In linea di massima, si ritengono condivisibili gli orientamenti espressi in relazione ai piani post 2023 all'articolo 9, commi 9.6 e 9.7 e la struttura ipotizzata per il PdS post 2023 riportata nell'Appendice A, fermo restando che la definizione puntuale di tutti gli aspetti necessita di un maggiore approfondimento, da svolgere anche congiuntamente alle altre imprese durante i focus group, nonché da effettuarsi in coerenza con i futuri documenti di consultazione relativi al ROSS integrale.

A tale proposito, segnaliamo, tra i temi che maggiormente necessitano di approfondimento e riflessione, la definizione delle categorie elementari di investimento e la correlata stima dei costi unitari per i quali riteniamo opportuno che l'operatore di maggiori dimensioni, data la peculiarità e complessità dimensionale, sia gestito in maniera separata dalle altre imprese distributrici con almeno 100.000 punti di prelievo. Le importanti difficoltà già riscontrate nella determinazione dei **costi standard** per i servizi infrastrutturali del gas conducono infatti a sottolinearne ancora una volta la relativa criticità, in particolare per gli operatori di maggiori dimensioni e complessità.

S7. Osservazioni in merito alle opzioni di implementazione per alcuni aspetti riportate nell'Appendice A al presente documento.

Si vedano le osservazioni riportate allo spunto precedente S6.

S8. Osservazioni in merito alla identificazione di una responsabilità comune delle quattro principali imprese distributrici.

Condividiamo, in linea generale, la necessità di allineare i criteri e le metodologie di pianificazione riguardo gli elementi potenzialmente comuni alle imprese distributrici, fermo restando la necessità di mantenere le specificità dovute alle peculiarità delle singole imprese. Si pensi, a titolo di esempio, al DSO che opera sulla gran parte del territorio nazionale e che gestisce diverse tipologie di asset collocate in ambiti territoriali molto differenti tra loro. Pertanto, la scrivente Società ritiene più opportuno che l'allineamento di cui sopra possa essere effettuato solo laddove possibile e che sia necessario consentire alla società, vista la sua peculiarità dimensionale e di varietà di territori serviti, di potere essere considerata separatamente.

S9. Osservazioni in merito al coordinamento con le imprese distributrici di gas naturale e le stazioni appaltanti il medesimo servizio.

Considerata l'esigenza, individuata dalla normativa primaria, di attività di coordinamento tra TSO e le imprese distributrici per la predisposizione dei PdS, non si ritiene necessario un ulteriore confronto puntuale con le imprese distributrici di gas naturale e le stazioni appaltanti il medesimo servizio. Infatti, si ritiene tale attività di dubbia e complessa realizzazione a fronte di un beneficio residuale. Viceversa, si è più volte ribadita la necessità, ad esempio, che venga istituito un confronto con il TSO a conclusione del quale i DSO possano ricevere dal TSO stesso uno scenario intermedio a cinque anni, al fine di consentire al DSO di pianificare al meglio i PdS della rete di distribuzione in modo coordinato con il TSO.

S10. Osservazioni in merito al coordinamento con altri soggetti e, in particolare, con charging point operator ai fini dell'identificazione periodica delle richieste per infrastrutture di ricarica

Riguardo al coordinamento con Charging Point Operators, anche alla luce di quanto previsto dall'art. 35 del Decreto Legislativo 199/21, il quale prevede che il PdS includa un'apposita sezione contenente una pianificazione integrata degli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici, risultano fondamentali, anche ai fini della suddetta pianificazione da parte del distributore, l'estensione di accordi bilaterali a una più ampia platea di richiedenti e la previsione di un chiaro PdS delle connessioni da parte dei Charging Point Operators. In aggiunta a ciò, si fa notare che, ad oggi, la piattaforma di coordinamento in carico al GSE riguardo alle infrastrutture di ricarica, che consentirebbe una più efficace pianificazione degli interventi da parte dei DSO, non è ancora stata rilasciata.

Il DSO, pur non essendo il soggetto deputato alla definizione di una strategia puntuale sulla mobilità elettrica, ad ogni modo, produce le migliori previsioni di connessione sulla base delle informazioni fornite dai CPO, e degli scenari elaborati dai principali istituti di ricerca dedicati.

S11. Osservazioni in merito all'introduzione di un rapporto annuale sulle performance di ciascuna impresa distributrice e sulle relative tempistiche.

Si ritiene possibile valutare la predisposizione di un rapporto annuale sulle principali performance del DSO o su quelle non già oggetto di rendicontazione, il cui contenuto potrebbe basarsi inizialmente su quanto indicato nel capitolo 15 del DCO in oggetto, ovvero sui driver elencati dall'Autorità, opportunamente semplificati, che rappresentano in larga parte gli output del servizio di distribuzione.

S12. Osservazioni in merito all'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi.

In relazione al PdS 2023, concordiamo con l'invio da parte del DSO dell'avanzamento nelle modalità e con i dettagli già presenti nei PdS precedenti mentre per quanto riguarda l'avanzamento dei PdS futuri si ritiene, come impostazione generale, condivisibile che le informazioni da riportare nei rapporti di avanzamento siano definite nell'ambito della discussione tra le imprese distributrici sulla struttura armonizzata dei contenuti del PdS, come proposto all'art.12 comma 6.

S13. Osservazioni in merito agli investimenti per l'ammodernamento di colonne montanti vetuste, sia nell'ambito dei Piani di sviluppo, sia in relazione a possibili azioni da parte delle imprese distributrici o dell'Autorità.

Si concorda con quanto previsto dall'ARERA in relazione all'opportunità di sospendere la regolazione sperimentale in corrispondenza del termine già previsto del 30 giugno 2023.

In merito all'orientamento relativo all'indicazione nel PdS delle esigenze di ammodernamento delle colonne montanti in condizioni di criticità, e dell'ammontare degli investimenti previsti, si segnala che una sezione del PdS dedicata potrebbe essere inserita facoltativamente ma non sarebbe funzionale alla gestione degli interventi di messa in sicurezza delle colonne montanti 'critiche'; tali interventi infatti devono essere effettuati tempestivamente sulla base delle esigenze cogenti, di volta in volta rilevate, indipendentemente da eventuali pianificazioni di lungo periodo.

S14. Osservazioni in merito al trattamento degli interventi di armonizzazione delle tensioni di rete.

Si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità in merito alla possibile indicazione nel PdS di ciascun DSO degli eventuali interventi previsti per l'armonizzazione delle tensioni di rete, al fine di

garantire a tutti gli utenti connessi livelli, per quanto possibile, omogenei di qualità ed affidabilità del servizio.

S15. Osservazioni in merito alla scelta degli indicatori di prestazione delle reti di distribuzione e a potenziali meccanismi incentivanti collegati a tali indicatori.

In relazione alla scelta degli indicatori di prestazione, si condivide la necessità di valutare indicatori di prestazione legati a tutti gli output del servizio di distribuzione, anche in ottica ROSS integrale. Riguardo a nuovi meccanismi incentivanti gli output del servizio, si ritiene condivisibile ipotizzare nuovi meccanismi incentivanti atti a premiare gli operatori che offrono più alti livelli di performance.

Facendo ad esempio riferimento alle prestazioni di qualità commerciale, attualmente sono previsti dalla regolazione solamente indennizzi automatici da erogare ai clienti nel caso di mancato rispetto dei tempi minimi di esecuzione delle prestazioni per cause imputabili al distributore, mentre si ritiene che l'introduzione di un meccanismo incentivante basato su delle premialità, da riconoscere ai distributori che eseguono tali prestazioni con tempi inferiori al tempo standard, spingerebbe gli operatori a perseguire un continuo miglioramento del servizio offerto alla clientela.

S16. Osservazioni in merito a possibili istanze di esclusione di interventi ancora da avviare che presentano un bilancio negativo tra costi attesi e benefici attesi.

L'Autorità considera, come riportato nel punto 24.5 del presente DCO, interventi resilienza non ancora avviati quelli che presentano un costo di investimento già sostenuto al 31 dicembre 2022 inferiore al 10% rispetto al costo di investimento inizialmente previsto.

Per tali interventi, a fronte di una possibile esclusione dal meccanismo incentivante qualora abbiano un bilancio negativo tra benefici e costi attesi, si ritiene che comunque per questi

interventi rimarrebbe aperto il tema della copertura dei costi inizialmente sostenuti per l'intervento fino alla data attuale.

Si ribadisce che, ai fini del calcolo dei premi e delle penali, si ritiene necessario escludere dalla rendicontazione gli extra-costi dovuti a fattori esogeni non prevedibili e documentati.

Oltre agli aspetti relativi al tema costi, rimane aperta la questione sui ritardi autorizzativi registrati per alcuni interventi che hanno visto allungati i tempi di completamento oltre la pianificazione iniziale per cause puramente esogene e non prevedibili singolarmente.

S17. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica dell'ambito di applicazione della regolazione incentivante per gli anni 2023-2024.

Non abbiamo osservazioni su questo punto.

S18. Osservazioni in merito alla tempistica per le istanze di ammissione al meccanismo incentivante l'incremento della resilienza e alla tempistica per le consuntivazioni.

L'attuale schema regolatorio prevede che tutti gli interventi resilienza debbano terminare entro il 31 dicembre 2024. Pertanto, si concorda con l'orientamento dell'Autorità relativamente alle tempistiche di consuntivazione ma si ritiene necessario anche un contestuale prolungamento del meccanismo di incentivazione degli interventi resilienza, almeno a copertura del periodo 2024-2027, considerando come data ultima di conclusione degli interventi il 31 dicembre 2027.

In particolare, si potrebbe proseguire con le analisi dei modelli del rischio idrogeologico al fine di valutare l'inserimento nei piani resilienza anche di queste tipologie di intervento che consentirebbero di valutare possibili mitigazioni degli impatti analoghi a quelli recentemente verificatesi in Emilia-Romagna.

S19. Osservazioni in merito agli orientamenti sull'evoluzione dello schema di regolazione incentivante della resilienza.

Per quanto riguarda la possibile evoluzione dello schema di regolazione incentivante della resilienza si rimanda a quanto già esposto al punto S18. A tal riguardo, concordiamo con la modifica del meccanismo incentivante di sola premialità così come proposto dall'Autorità ma mantenendo il livello di potenza di incentivo attuale.

S20. Osservazioni in merito alla valorizzazione dell'energia non fornita attesa.

Non si ritiene condivisibile una valorizzazione basata sull'energia non fornita che è tipica delle reti di trasmissione a favore del parametro già utilizzato per la distribuzione che valuta la numerosità dei clienti beneficiari dell'intervento resilienza. In considerazione dell'impatto in termini di benefici, si ritiene quindi più opportuno mantenere la valorizzazione adottata fino ad oggi; eventualmente, si potrebbe valutare l'opportunità di fare degli studi più mirati sulla distribuzione per aggiornare i valori previsti dalla regolazione odierna alla luce degli aumenti dei prezzi dell'energia.

S21. Osservazioni in merito alle possibili deroghe dal TIC per la promozione dell'elettrificazione in nuove aree.

Riteniamo condivisibile l'introduzione di deroghe al TIC al fine di promuovere l'elettrificazione di nuove aree. Considerato l'attuale scenario energetico internazionale, occorre definire e implementare rapidamente un quadro di regole efficaci per accelerare l'elettrificazione dei consumi e la crescita delle energie rinnovabili; l'innovazione tecnologica, attraverso l'incremento dell'elettrificazione, costituisce un fattore importante dello sviluppo del nostro Paese e per tale ragione deve essere adeguatamente accompagnata.

A tal proposito, come anche richiamato nella risposta al DCO 449/2022/R/eel, bisognerà concentrare l'attenzione sugli eventuali impatti che l'elettrificazione potrà generare negli anni

futuri sulle reti elettriche, con l'obiettivo di addivenire a soluzioni efficienti che consentano di raggiungere gli obiettivi europei di decarbonizzazione e di dare tempestiva risposta ai clienti.

Con specifico riferimento allo spunto di osservazione S21, si concorda sulla possibilità di consentire la connessione contemporanea di più utenze in prelievo applicando corrispettivi a forfait calcolati con riferimento alla cabina secondaria allo scopo realizzata, in modo tale da favorire l'elettrificazione di ampi nuclei abitativi in aree con una sufficiente quantità di utenze da connettere. Si ritiene a tal proposito essenziale definire regole quanto più chiare e oggettive per l'applicazione della disciplina ipotizzata, con particolare riferimento alla previsione di una numerosità minima delle richieste di connessione contemporanee e alla necessità di chiarimento in merito alla definizione di Centro Abitato, come richiesto da codesta Società anche nella risposta al DCO 449/2022/R/eel.

S22. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo il riconoscimento tramite fattore correttivo g di costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità.

Non abbiamo osservazioni su questo punto.

S23. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti in reti di alta tensione e cabine primarie e il riconoscimento tramite fattore correttivo g dei costi già sostenuti o relativi ad investimenti già avviati.

Non abbiamo osservazioni su questo punto.

S24. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti indotti da nuova capacità di generazione distribuita.

Non abbiamo osservazioni specifiche su questo punto. In linea generale, anche in ottica ROSS, si concorda con l'utilizzo di meccanismi di gestione dell'incertezza che intercettino investimenti aggiuntivi per nuova capacità di generazione distribuita. Tuttavia, riteniamo che la scelta dei parametri e delle soglie andrebbe concordata o valutata sulla base di analisi specifiche e metodologie concordate e dichiarate per il PdS.

S25. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti per rifacimenti rete a seguito di calamità naturali o eventi assimilabili.

Non abbiamo osservazioni specifiche su questo punto. In linea generale, anche in ottica ROSS, si concorda con l'utilizzo di meccanismi di gestione dell'incertezza che intercettino investimenti aggiuntivi per rifacimenti di rete a seguito di calamità naturali o eventi simili. Tuttavia, riteniamo che la scelta dei parametri e delle soglie andrebbe concordata o valutata sulla base di analisi specifiche e metodologie concordate e dichiarate per il PdS.

S26. Osservazioni in merito alle modalità di presentazione delle istanze e ai possibili contenuti delle istanze

Non abbiamo osservazioni su questo punto.