

Prot. n. 855/2023/E/R/e del 24 Maggio 2023

---

## **DCO 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”**

---

OSSERVAZIONI UTILITALIA

## 1. Osservazioni generali

Utilitalia condivide l'orientamento dell'Autorità esposto nel presente DCO di introdurre 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 Piani di Sviluppo da parte dei Gestori delle reti di distribuzione elettrica. Questo quindi anche "svincolando" la redazione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica dall'originario inquadramento previsto all'interno del TICA (art. 4.6), nato in un contesto in cui era necessario rispondere alle esigenze di adeguare le reti allo sviluppo delle connessioni di impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili, mentre gli scenari odierni impongono necessariamente un ripensamento completo dei contenuti dei Piani di sviluppo, che dovranno trattare lo sviluppo delle reti di distribuzione in modo da rispondere tempestivamente ed efficacemente a fenomeni più ampi e complessi.

In questa logica di valorizzazione dell'integrazione dei diversi aspetti regolatori di interesse del Settore e tenuto conto delle evoluzioni attese per il Sistema elettrico nei prossimi anni, appare fondamentale tracciare un percorso che permetta un'analisi approfondita e puntuale dei diversi elementi che dovranno essere integrati nei Piani di Sviluppo 2025 e seguenti, in coordinamento con gli approfondimenti in corso su altri tavoli di regolazione.

A tal riguardo, 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: la realizzazione dei progetti ammessi a finanziamento (che in totale ammontano a quasi 4 miliardi di euro) prevede il rispetto di tempistiche predefinite che riguardano il 2026.

In questa logica, quindi, **Utilitalia ritiene che il Piano 2023 debba essere considerato un documento di programmazione che si inserisce nel percorso di transizione verso una nuova concezione dei Piani di Sviluppo. Nel rispetto degli obblighi imposti dal Legislatore, il Piano 2023 può essere**

**elaborato in continuità con i Piani precedenti prevedendo, in ogni caso, opportune ed adeguate integrazioni per rispondere al mutato quadro legislativo.**

Inoltre, Utilitalia ritiene che per gli anni successivi – PdS 2025 e seguenti – l’aggiornamento delle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo, e in particolare l’individuazione di categorie elementari di investimento ai fini della stima dei costi unitari, dovrà avvenire parallelamente con i tavoli programmati/avviati di approfondimento sugli aspetti regolatori intrinsecamente correlati, ovvero la riforma dei criteri di riconoscimento dei costi secondo la metodologia ROSS. Ciò al fine di un corretto coordinamento tra gli aspetti infrastrutturali e tariffari, anche tenuto conto che tra le Imprese con almeno 100.000 POD alcune accederanno al regime di ROSS-integrale mentre per le altre si continuerà ad applicare la metodologia ROSS-base. Più in generale, in relazione a quest’ultimo aspetto, dalla lettura del DCO non si comprende se il dettaglio degli elementi informativi da fornire nel PdS 2025 e seguenti debba essere il medesimo anche per i DSO che non hanno accesso al ROSS-integrale o se, come appare ragionevole, **possa essere maggiormente semplificato** proprio per l’assenza di tale interrelazione.

Di seguito si riportano le risposte di dettaglio agli spunti posti in 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.**

Occorre in primo luogo ricordare che il DSO ha l’obbligo di connessione di tutte le risorse che ne facciano richiesta e di garantire agli Utenti determinati livelli di qualità del servizio. Pertanto, le priorità di sviluppo selettivo degli interventi, che da una parte riflettono l’evoluzione attesa del Settore elettrico anche in risposta alle spinte alla maggior elettrificazione dei consumi e all’aumento della diffusione delle fonti rinnovabili dettate dalle politiche energetiche europee ed italiane, possono mutare negli anni adattandosi alle diverse esigenze che possono essere manifestate dalla domanda e a fattori esogeni di contesto, per loro natura imprevedibili. A titolo di esempio, nel 2022

si è registrato un tasso di crescita di richieste di connessione di impianti di produzione distribuiti in una misura assolutamente non prevedibile da parte dei DSO, fenomeno che si può ricondurre al driver “incremento dell’*hosting capacity*”, ma nei prossimi anni è attesa anche una forte richiesta di connessione di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in risposta agli investimenti che saranno finanziati nell’ambito del PNRR. Il volume degli investimenti già attuati e di quelli programmati per rispondere a questo fenomeno è stato “imposto” da dinamiche di mercato che condizionano – sebbene in parte – l’azione del DSO.

In tal senso, pur potendo identificare priorità di intervento in funzione dei driver e scenari che ciascun DSO sviluppa nel proprio Piano, assegnare aprioristicamente - a livello di sistema della distribuzione - livelli di importanza ai singoli driver rischia di non intercettare eventuali esigenze di sviluppo che i DSO dovessero rilevare nei prossimi anni e che necessitano di una risposta immediata degli Operatori. Ciascun DSO infatti elabora il proprio Piano di Sviluppo in relazione a specifici driver delineando anche i criteri adottati per definire i diversi livelli di priorità, ovvero i razionali alla base del mix di investimenti previsti.

Quanto sopra tenuto conto di tutti quegli interventi connessi ad obblighi normativi (ad esempio gli interventi di connessione alle reti). Nel caso tali interventi si manifestassero con dinamiche diverse da quelle ipotizzate per la redazione del Piano, il mix di interventi sarà conseguentemente aggiornato.

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

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

**R2.** Relativamente alle tempistiche ipotizzate di presentazione dei Piani entro il 31 gennaio degli anni dispari, queste devono essere adeguate in relazione a quanto indicato al punto 12.2 del DCO laddove si specifica che il Piano – negli anni di sua predisposizione – conterrà il monitoraggio dell’avanzamento del Piano stesso. **Tenuto conto che ai fini del monitoraggio dello stato di avanzamento dei Piani sarà necessario rappresentare le informazioni riferite al 31 dicembre**

dell'anno precedente, si propone di prevedere uno slittamento della scadenza del 31 gennaio di due mesi – e quindi al 31 marzo - e un conseguente adattamento di tutte le altre tempistiche. Analogamente, anche il rapporto di monitoraggio dello stato di avanzamento dei Piani da predisporre negli anni pari sarebbe predisposto entro il 31 marzo così da poter correttamente riportare tutte le informazioni di consuntivo riferite all'intero anno precedente.

La nuova *timeline* che si propone, tenuto conto anche delle considerazioni riportate in risposta allo spunto seguente, risulterebbe la seguente:

<u>Proposta</u>	2023		2024	2025 e successivi anni dispari		2026 e successivi anni pari	
	30/09/2023	30/11/2023	30/09/2024	31/03/2025	30/06/2025	31/03/2026	30/06/2026
<b>PdS</b>		Versione post-consultazione			Versione post-consultazione		
Report annuale <b>Performance</b>							
Report <b>monitoraggio avanzamento</b> PdS							

**R3.** Con riferimento alle tempistiche relative alla predisposizione dei Piani di Sviluppo 2023, la **data del 31 agosto 2023 per la prima trasmissione all'Autorità e al MASE appare eccessivamente stringente**. I DSO sono infatti chiamati ad adattare l'impostazione dei Piani già in corso di redazione per rispondere alle integrazioni richieste dall'Autorità (peraltro non ancora riportate in una delibera e quindi allo stato attuale sulla base di orientamenti illustrati in un DCO) e, come noto, tali Piani devono essere trasmessi, esaminati e discussi ai vertici aziendali per l'approvazione finale.

Inoltre, le tempistiche proposte non sono coerenti con la necessità di ulteriori attività di coordinamento con Terna da parte di tutti gli Operatori coinvolti né con quanto previsto dalla delibera 712/2022 che prevede che entro il 15 ottobre 2023 i DSO con almeno 100.000 POD trasmettano ad ARERA una relazione sugli esiti delle attività di coordinamento con Terna della pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia

reattiva. Gli interventi individuati durante tale coordinamento dovranno infatti essere inclusi nei Piani dei DSO e la scadenza proposta nel DCO non risulta coerente con tale necessità.

**Pertanto, tenuto conto anche della pausa estiva che coincide con il mese di agosto, si propone di prevedere uno slittamento delle scadenze di 1 mese ovvero:**

- trasmissione al MASE ed ARERA senza obbligo di consultazione preventiva: 30 settembre 2023;
- consultazione pubblica: mese di ottobre 2023;
- trasmissione ad ARERA della versione post-consultazione del Piano, delle osservazioni ricevute e delle contro-osservazioni: entro il 30 novembre 2023.

A tal riguardo si chiede inoltre di confermare che anche la versione definitiva del Piano (quindi post-consultazione) dovrà essere inviata al Ministero competente per conoscenza.

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

Come rappresentato in premessa e durante il tavolo tecnico, **è necessario considerare il Piano 2023 un documento di transizione tra la precedente e la “nuova” impostazione normativa; pertanto il suo aggiornamento dovrà avvenire in sostanziale continuità con i Piani precedenti, prevedendo le opportune integrazioni in risposta ai mutati requisiti di legge.**

Entrando nel dettaglio degli orientamenti esposti nel DCO, in primo luogo appare necessario riportare alcune considerazioni relativamente al **nuovo orizzonte temporale quinquennale dei Piani.**

La natura dei Piani di sviluppo è tale per cui il dettaglio e le relative priorità relative agli investimenti da realizzare non sono plausibilmente oggetto di esposizione a 5 anni. Una pianificazione di lungo periodo potrebbe quindi non intercettare eventuali accelerazioni settoriali. È solo il caso di richiamare quanto già esposto in precedenza in merito al fenomeno dell'aumento delle connessioni attive iniziato a partire dal 2021 e acuitosi nel 2022. In tal senso, quindi, **per gli anni IV e V del Piano 2023 potranno essere rappresentati anche solo elementi qualitativi circa la necessità di**

**determinate tipologie di investimenti, tuttavia ancora non puntualmente identificati, che eventualmente saranno oggetto di revisione in sede di aggiornamento biennale del Piano.**

In ogni caso, tenuto conto che gli investimenti finanziati nell'ambito del PNRR hanno un orizzonte che riguarda anche parte del 2026, tali progetti saranno integrati nel Piano 2023 in una sezione specifica riportante le principali caratteristiche e anche le *milestones* intermedie.

Per quanto riguarda il **“costo stimato a vita intera”**, tenuto conto della necessità già esposta di operare in continuità con la struttura dei Piani degli anni passati, si propone di **valorizzare tale voce con le migliori stime possibili di ciascun DSO al momento della redazione del Piano 2023**. Per tale ragione potrà talvolta non intercettare aumenti/cali dei prezzi – si pensi ad esempio all'aumento dei prezzi delle materie prime registrato nell'ultimo anno. Inoltre, il costo potrà alternativamente rappresentare le sole voci relative ai Capex o riportare anche indicazioni relativamente agli Opex dell'opera, a seconda che per questi ultimi il DSO abbia già elaborato nei Piani precedenti delle metodologie per stimarne l'entità.

In dettaglio, pertanto, il concetto di “costo stimato a vita intera” in questa fase transitoria rappresenterà l'onere (Capex o eventualmente anche Opex) relativo all'investimento nei soli anni in cui si effettuano i lavori, accompagnato da una nota metodologica sui criteri di determinazione dello stesso da parte di ogni DSO.

Relativamente alla fase di **consultazione pubblica**, aspetti di rilievo **appaiono essere le reali finalità, i Soggetti a cui è rivolta e il trattamento delle osservazioni che dovessero pervenire.**

A questo proposito, vogliamo segnalare come una Consultazione pubblica potrebbe far emergere situazioni di particolare contraddizione tra le logiche di efficienza del DSO e le aspettative degli interlocutori consultati (soprattutto gli Enti locali o Associazioni di portatori di interessi).

È solo il caso di segnalare, **in particolare, le modalità di gestione di eventuali osservazioni formulate proprio da parte degli Enti Locali preposti al rilascio delle autorizzazioni** alla realizzazione e all'esercizio degli interventi riportati nei Piani, che potrebbero avere ripercussioni sull'individuazione delle localizzazioni – ritenute le migliori da parte del DSO - per la realizzazione degli interventi. Così come dalla consultazione è possibile che emergano eventuali contestazioni o

osservazioni divergenti dalle scelte del DSO dettate dalla ottimizzazione dei costi, in quanto motivate da diverso carattere e finalità.

Si fa presente ad ARERA, quindi, che la Consultazione potrebbe avere potenziali esiti conflittuali e, in tal senso, si chiede all'Autorità di supportare i DSO in caso di evidenti richieste di investimenti o soluzioni tecniche inefficienti, che porterebbero ad una socializzazione impropria dei costi: l'esperienza – in via esemplificativa - già vissuta per la distribuzione gas in merito alle estensioni di rete dovrebbe essere da monito per il sostegno delle soluzioni del DSO.

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

Con riferimento alla stima/comparazione dei costi prevista, occorre evidenziare che la **legislazione prevede espressamente di includere nei Piani una comparazione dei costi delle misure di investimento in elementi infrastrutturali e investimenti in flessibilità**. Sviluppare comparazioni di costo sul complesso degli investimenti del Piano vorrebbe dire – qualora vi fossero alternative alle soluzioni identificate dal DSO – valutare anche il coinvolgimento e le valutazioni di opportunità di altri Soggetti e Settori industriali, aspetto che appare non ipotizzabile percorrere.

Tenuto conto che per gli investimenti in servizi di flessibilità si stanno avviando i primi progetti pilota ai sensi della delibera 352/2021 e che quindi non sono ancora rilevabili i benefici economici, riteniamo che possa essere utile che i soli DSO che abbiano già presentato/stiano presentando progetti pilota possano includere nel Piano di sviluppo una sintesi del progetto ancorché senza una puntuale comparazione dei costi/benefici.

Per gli investimenti PNRR, nella relativa descrizione potranno invece essere riportate le ipotesi di costi di realizzazione presentati al Ministero in fase di partecipazione agli Avvisi Pubblici.

Per le altre tipologie di intervento, infine, si rimanda a quanto riportato nella risposta allo spunto di consultazione S4 relativamente alla valorizzazione dei “costi stimati a vita intera”.



- 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.**
- S7. Osservazioni in merito alle opzioni di implementazione per alcuni aspetti riportate nell’Appendice A al presente documento.**
- S8. Osservazioni in merito alla identificazione di una responsabilità comune delle quattro principali imprese distributrici.**

Con riferimento, in particolare, alla proposta di cui al punto d) dell’art. 9.6 ovvero la “*definizione comune di categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento*” appare utile chiarire le modalità/dettaglio con le quali si potrà dare corso alla richiesta. Infatti, se si condivide che una categorizzazione degli interventi può essere efficace in un’ottica di armonizzazione dei contenuti dei Piani e della loro modalità di rappresentazione all’Autorità, occorre però precisare che **la stima dei costi unitari che verrà riportata per singola categoria nei Piani non può non essere che riferita al singolo DSO che la rappresenta, in funzione delle proprie specificità e caratteristiche.**

L’orientamento di definizione di costi *benchmark* ha già dato esito non positivo per la distribuzione gas, tenuto conto delle significative diversità operative e tecniche di un investimento – aspetto diverso e condivisibile appare essere la evidenziazione di una dinamica previsionale dei costi elementari.

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

Si concorda con quanto riportato al punto 10.4 sulla opportunità di un coordinamento intersettoriale tra i servizi infrastrutturali. La garanzia di una pianificazione degli investimenti effettivamente utile per il Sistema e coerente tra i due settori si può ottenere solo garantendo **una visione di insieme**, anche in ottica *sector-coupling*, mediante l’interazione tra Imprese distributrici energia elettrica, Imprese distributrici gas e le Stazioni Appaltanti, deputate a definire gli indirizzi di medio-lungo termine del settore gas nelle gare d’ambito. In tale ottica, a nostro parere, un ruolo

importante potrebbe svolgerlo il regolatore che potrebbe essere parte attiva e favorire l'istituzione di una sorta di **"cabina di regia"**, un raccordo intersettoriale per una gestione unitaria delle gare dei servizi infrastrutturali.

Inoltre, si evidenzia che il coinvolgimento nella predisposizione dei piani delle Imprese distributrici gas/delle Stazioni Appaltanti nonché di altri Soggetti responsabili della pianificazione del territorio dal punto di vista energetico-ambientale, deve essere opportunamente chiarito nelle modalità o prevedere obblighi anche per tali figure, tenuto conto che le tempistiche previste per la redazione dei Piani dei DSO elettrici potrebbero non sposare i tempi di reazione e la disponibilità di tali Soggetti, che, viceversa, potrebbero ritenere di partecipare a mero titolo di collaborazione istituzionale.

Infine, sempre con riguardo al tema del coordinamento, si evidenzia che l'impianto proposto prevede precisi obblighi per le sole Imprese distributrici che servono più di 100.000 Clienti finali. Nel caso di presenza di un numero considerevole di reti interconnesse di dimensioni inferiori, pertanto, i Piani di sviluppo potrebbero non intercettare le esigenze di questi altri DSO sottesi in termini di sviluppo delle proprie reti e di fabbisogno di supporto di ulteriore sviluppo di rete. A tal fine, si propone di prevedere per le Imprese di distribuzione sottese un obbligo di rendere nota ai propri DSO di riferimento – secondo modalità da definire tra Operatori - la pianificazione degli eventuali interventi di sviluppo della rete che intendono realizzare e che avranno impatti significativi sulla rete sottostante.

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

Relativamente all'introduzione di un rapporto sulle performance dell'Impresa distributrice, in linea generale **si condivide la necessità di una razionalizzazione degli indicatori e delle relative tempistiche di rendicontazione all'Autorità**. Un tale approccio infatti, può essere ritenuto propedeutico in ottica di introduzione della metodologia ROSS-integrale (che includerà al suo

interno la regolazione *output-based*), ma anche efficiente per le Imprese che applicheranno la metodologia ROSS-base, in quanto in entrambi i casi permetterà di ricondurre tutti gli indicatori ad un'unica raccolta annuale omnicomprensiva. A riguardo tuttavia non è chiaro se la definizione dei nuovi indicatori di performance sia sostitutiva o integrativa rispetto al TIQE, in relazione ai DSO che rientrano nel regime tariffario del ROSS-base.

Relativamente alle tempistiche, si rimanda alla *timeline* proposta in risposta allo spunto S2, laddove si propone di allineare la pubblicazione del report annuale sulle performance alla scadenza prevista per il TSO al 30 giugno.

<b>S12. Osservazioni in merito all'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi.</b>
---

In merito al rapporto di monitoraggio, si condivide l'orientamento di rinviare la definizione dei contenuti e delle modalità di rappresentazione degli stessi in ottica di assumere decisioni in funzione delle proposte che le quattro principali Imprese di distribuzione, sentite le altre Imprese con almeno 100.000 POD, presenteranno ad ARERA sulla base di logiche e istruttorie condivise. In ogni caso, come evidenziato anche al punto 12.6 del DCO, il rapporto di monitoraggio dovrà essere impostato secondo logiche di semplicità senza generare eccessivo aggravio operativo per le Imprese.

Relativamente alle tempistiche, si rimanda alla *timeline* proposta in risposta allo spunto S2.

<b>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.</b>
---

In tema di colonne montanti e di regolazione incentivante sperimentale, preme rappresentare che allo stato attuale la regolazione, apprezzata nelle finalità, non concede al DSO le opportune leve per imporre ai condomini contattati di procedere con l'ammodernamento. Ciò anche a fronte di esigenze tecniche rilevate dal DSO. Tale aspetto, sommato al periodo congiunturale durante il quale

si è esplicata la regolazione sperimentale caratterizzato da diversi fattori esogeni che non hanno favorito l'adesione alla sperimentazione da parte dei Clienti (crisi pandemica, Superbonus, etc.), non ha permesso di ottenere risultati significativi e attesi. Si invita a riconsiderare la conferma del meccanismo prevedendo eventuali miglioramenti a seguito dell'esperienza maturata ad oggi.

Inoltre, non è escluso che in alcuni casi possano essere inclusi nei PdS degli interventi di ammodernamento. In dettaglio, potrebbero essere già indicati nei PdS 2023 di alcuni DSO, ma in modo ancora generale, senza poter sempre dettagliare in modo specifico esigenze di ammodernamento delle colonne montanti in condizioni di criticità, eventuali problematiche in termini di coinvolgimento del condominio, e investimenti previsti, così come proposto al punto 13.7 del DCO. Maggiori considerazioni potranno invece essere sviluppate per il successivo PdS 2025.

In ogni caso è da considerare che, proprio in virtù dell'assenza di opportune leve regolatorie in capo al DSO, in caso di non disponibilità del condominio a procedere, tali interventi non verrebbero poi eseguiti per cause non dipendenti dall'Impresa di distribuzione. In tali casi, la mancata realizzazione degli interventi non potrà essere considerata una inottemperanza al Piano presentato. Conseguentemente, non si comprende la considerazione per cui un DSO non potrebbe limitare una domanda di aumento di potenza in ambito condominiale in relazione al mancato ammodernamento di una colonna montante vetusta (punto 13.6).

<b>S14. Osservazioni in merito al trattamento degli interventi di armonizzazione delle tensioni di rete.</b>
--

Analogamente a quanto descritto in risposta allo spunto precedente, anche per gli interventi di armonizzazione delle tensioni si dovrà tenere conto delle condizioni al contorno qualora inclusi nei Piani di sviluppo.

In particolare, l'armonizzazione dei livelli di tensione delle reti risulta di preminente interesse per le Imprese di distribuzione che, tramite l'uniformazione e standardizzazione del livello di tensione MT e BT, mirano a ottimizzare la conduzione e la manutenzione delle reti nonché migliorarne le

prestazioni. Tuttavia, per procedere con gli interventi di armonizzazione è condizione necessaria il coinvolgimento degli Utenti, tenuto conto dell'assenza di un quadro regolatorio chiaro che definisca le ripercussioni per il Cliente in caso di mancato adeguamento dei propri impianti ed apparecchi nei 6 mesi successivi alla comunicazione del DSO ai sensi della Norma CEI 0-16 (art. 8.5.3.2).

Al fine di risolvere questo vuoto regolatorio, si ritiene che siano disponibili per ARERA diverse soluzioni – sospensione del servizio per Utenti inadempienti, introduzione di un corrispettivo in caso di mancato adeguamento, ricorso a un meccanismo incentivante a procedere con l'adeguamento degli impianti d'utenza – e per tale motivo si propone di trattare in modo approfondito il tema in appositi tavoli di discussione.

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

Fermo restando la necessità di ulteriori analisi puntuali sulla scelta degli indicatori di prestazione, Utilitalia ritiene che le informazioni relative ai flussi di energia reattiva prelevata e/o immessa non dovrebbero essere ricomprese nel novero degli aspetti oggetto di monitoraggio.

In linea generale, comunque, Utilitalia propone di attivare dei tavoli di lavoro volti ad individuare un elenco di KPI standardizzati e significativi che possano – per il tramite di un unico *template* – essere raccolti annualmente da parte degli Operatori, razionalizzando quindi le numerose raccolte dati cui ad oggi sono soggetti.

Una volta individuati tali driver, potranno essere valutati anche i potenziali meccanismi incentivanti più adeguati.

<b>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.</b>
--

Si condividono le proposte dell'Autorità.

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

L'evidenza che ad oggi nessun DSO tra 25kPOD e 100kPOD e che solo 3 Imprese con meno di 25kPOD abbiano presentato progetti di resilienza potrebbe indicare che tali Operatori non sono ancora riusciti a sviluppare interventi in tal senso. Tuttavia, dal momento che potrebbero attrezzarsi per presentarne a breve, nel rispetto dell'attuale regolazione che lo consente fino al 30 giugno 2024 a tutti i DSO, potrebbe essere discriminante escluderli a meccanismo avviato e regolato.

Pertanto, al fine di massimizzare i benefici derivanti dalla regolazione incentivante, si propone di mantenere la possibilità di presentazione di progetti almeno da parte di tutti i DSO, secondo le modalità regolatorie proprie dei relativi cluster.

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

Nessuna osservazione.

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

Utilitalia condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere un meccanismo solamente premiale in relazione alla realizzazione di interventi di resilienza.

La resilienza delle reti, infatti, è un aspetto che deve essere incentivato per garantire la continuità della fornitura ai Clienti finali anche al verificarsi di eventi meteorologici estremi e, pertanto, il meccanismo che prevede anche penalità rappresenta un disincentivo a presentare progetti nell'ambito dello schema incentivante tenuto conto che i ritardi che possono essere registrati nella realizzazione degli interventi sono tipicamente riconducibili a fattori esogeni al DSO (per es. ritardi nell'ottenimento delle autorizzazioni).

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

Con riferimento alla valorizzazione dell'energia non fornita, Utilitalia è fortemente preoccupata per l'orientamento dell'Autorità di prevedere un'unica valorizzazione indipendentemente dalla tipologia di Cliente.

Una tale scelta, infatti, considerando il valore di 27€/kWh di energia non fornita prospettato nel DCO, da prime analisi condurrebbe diversi potenziali interventi ad avere un rapporto tra benefici attesi e costi inferiore a 1 o comunque con premialità non sufficienti a rendere attrattivo l'investimento. **Si chiede quindi di mantenere il meccanismo di valorizzazione vigente**, con livelli differenziati tra utenza domestica e non domestica.

Anche in seguito al fenomeno dell'elettrificazione dei consumi, si propone inoltre l'inserimento di ulteriori criteri per il calcolo del beneficio complessivo generato da un intervento, in modo da esprimere una valorizzazione economica delle esternalità positive per il Sistema. In tal modo potrebbe essere ulteriormente ottimizzata la scelta degli investimenti da incentivare che, a parità di costo, determinano potenzialmente il maggior "valore aggiunto" per gli utenti finali.

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

Nessuna osservazione.

**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.**

**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.**

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

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

Relativamente al DCO, si osserva come già lo stesso esprima il vuoto normativo al quale tutti i Distributori con meno di 25.000 POD hanno dovuto adeguarsi in attesa dei provvedimenti annunciati, i quali avrebbero dovuto definire i criteri di riconoscimento di costi straordinari tramite il fattore correttivo “g”, nonché le modalità e le tempistiche di gestione delle relative istanze (rif. deliberazione ARERA 237/2018/R/EEL). La conseguente incertezza regolatoria sul riconoscimento dei costi e degli eventuali conseguenti impatti economici ha rallentato (e tutt'ora rallenta) gli investimenti in alta tensione, coinvolgendo in questo anche gli impianti esistenti, limitandone lo sviluppo tecnologico e della qualità del servizio.

**R23.** Appare limitativo l'orientamento espresso nel documento di consultazione, ovvero di *“procedere all'eventuale riconoscimento dei soli costi già sostenuti e dei costi ancora da sostenere nell'ambito di investimenti già avviati, definendo come investimenti avviati quelli con percentuale di investimento sostenuto al 31 dicembre 2022 superiore al 10% rispetto al costo di investimento previsto”*.

Tale orientamento pare non tenere conto della necessaria programmazione tecnico-economica della quale il Soggetto Distributore possa tenere a buon conto per la corretta gestione aziendale e quindi da valutare ogni investimento congiuntamente al rientro del capitale investito, quale assunzione di un atteggiamento prudentiale.

Inoltre, si evidenzia che l'Impresa distributrice fino a 25.000 punti di prelievo che dovesse avere necessità di maggior potenza presso il punto di interconnessione con il Distributore di riferimento o con il Gestore del sistema di trasmissione, in luogo della realizzazione della cabina primaria - non



più di sua competenza - legato, per esempio, all'attivazione di POD a elevata potenza di prelievo, comunque inferiore ai limiti per l'allacciamento AT, potrebbe dover sostenere dei costi elevati, anche sul punto di interconnessione, per la modifica alla rete. **Ciò si tradurrebbe sicuramente in un "evento eccezionale" e, in quanto tale, si ritiene che debba essere intercettato dal fattore correttivo "g" unitamente agli interventi l'ammodernamento e/o il riassetto di impianti esistenti in alta tensione per garantire qualità e sicurezza del servizio di distribuzione.**

**R24.** Grazie alla continua spinta verso il ricorso a forme di produzione elettrica da fonti rinnovabili, negli ultimi anni le Imprese hanno assistito ad un proliferare di nuovi impianti di generazione distribuita (fotovoltaici, impianti a biomassa, etc.). Altri se ne prevedono per il prossimo futuro, legati anche agli incentivi del PNRR e generalmente questi impianti sono localizzati in specifiche aree del territorio.

In particolare impianti di media dimensione, allacciati in bassa o media tensione, soprattutto se realizzati su reti di distribuzione al cui interno esiste un numero limitato di POD ed una limitata potenza prelevabile, possono andare ben oltre il limite di ottimizzazione e di bilanciamento con il carico locale, trasformando quelle che fino a pochi anni fa erano reti passive in reti elettriche attive per un numero rilevante di ore giornaliere.

Ad esempio, la produzione da fonte fotovoltaica in ore/giorni di basso carico, immessa su reti di distribuzione nel tempo realizzate con lo scopo di prelevare, e non immettere, energia da parte degli Utenti comporta significative variazioni in aumento del livello di tensione con ripercussioni negative sugli stessi impianti fotovoltaici, che si disconnettono per protezione dalla rete, causando una mancata produzione rinnovabile.

Ciò comporta - e nel futuro sempre più comporterà - la necessità da parte anche di Imprese minori di distribuzione, la necessità di significativi investimenti volti a contenere gli effetti di questi sbilanciamenti fra energia prodotta ed energia consumata.

**Per tali motivi si ritiene corretto che tali interventi siano considerati di natura eccezionale e pertanto debbano essere intercettati dal fattore correttivo "g".**

<b>S26. Osservazioni in merito alle modalità di presentazione delle istanze e ai possibili contenuti delle istanze.</b>
---

Nessuna osservazione.



[www.utilitalia.it](http://www.utilitalia.it)

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80/A | 00192 Roma