
DCO 423/2023/R/EEL

**“ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL’ENERGIA
ELETTRICA PER IL SESTO PERIODO DI
REGOLAZIONE 2024-2027”**

OSSERVAZIONI UTILITALIA

Osservazioni generali

La regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura per il periodo regolatorio 2024-2027 costituisce un tassello di fondamentale importanza per il Sistema energetico nazionale nel suo complesso. Le Imprese di distribuzione dell'energia elettrica saranno infatti chiamate ad un ruolo cruciale nel nuovo contesto della transizione energetica, nel quale il significativo incremento della generazione da fonti rinnovabili e dei modelli decentralizzati di generazione e consumo richiederanno elevati investimenti anche per il potenziamento delle reti, al fine di garantire un'adeguata gestione di flussi di energia.

Tale percorso determinerà effetti particolarmente significativi sul concetto di sviluppo delle infrastrutture, che non si limiterà soltanto ad aspetti relativi al know-how e all'hardware tecnologico, ma renderà evidente la necessità di un radicale cambio di paradigma nella gestione delle reti, ponendo al centro delle logiche di sviluppo e di investimento il valore del servizio reso.

In tale contesto, la definizione di un quadro regolatorio attento alle esigenze del Sistema energetico e sostenibile per i Distributori, che supporti adeguatamente le Imprese di distribuzione nel loro difficile ruolo di Gestori di una infrastruttura pivotale per l'evoluzione dei consumi energetici, rappresenta un elemento strumentale essenziale per la realizzazione degli obiettivi della decarbonizzazione e della transizione energetica.

È proprio su questo aspetto di accompagnamento dei DSO lungo le direttrici di un cambio della regolazione, in uno scenario tecnico-energetico estremamente dinamico, che Utilitalia vuole attivare una riflessione da parte di ARERA.

La normazione messa in campo dal Regolatore ha sempre seguito il prudente principio delle "approssimazioni successive". Nessun nuovo strumento regolatorio attivato – che comportasse una sostanziale discontinuità rispetto alla situazione passata – ne ha visto l'applicazione secondo un processo *on-off*. Ormai è fin troppo noto – e non solo da parte dei DSO elettrici – il richiamo alla stabilità delle regole o – come in questo caso – alla comunicazione in tempi adeguati del cambiamento delle regole.

Orbene, il DCO 423/2023 presenta - per certi versi - un cambio di orientamento netto della regolazione della qualità del servizio della distribuzione elettrica – e che Utilitalia ritiene anche in linea con gli orientamenti che in passato ARERA ha espresso. E il DCO prefigura un ulteriore lungo lavoro di *fine tuning* di questa regolazione.

Utilitalia sottopone ad ARERA la valutazione della opportunità di apportare alle proposte presentate nel DCO alcuni adattamenti che consentono al Comparto della distribuzione di affrontare con maggiore consapevolezza l'evoluzione di una regolazione ancor più *output oriented*.

A regime, la regolazione nazionale raggiungerà un assetto che porrà in capo al DSO la reale responsabilità di misurazione dei propri *output*.

Gli anni 2024-2025 devono essere considerati come un breve periodo di transizione che traghetta il Comparto verso un nuovo modello di relazioni Gestore-ARERA; ciò determina la necessità di prevedere degli ammortizzatori in grado di non generare – a fine 2023 per l'esercizio 2024 e 2025 – un impatto repentino, per nulla prevedibile nella dimensione e – dal punto di vista societario – che interviene a fine anno, a budget 2024 approvati dagli Organi di governo dei Gestori (Gestore indipendente compreso).

Il tracciato della semplificazione e della innovazione della regolazione della qualità del servizio è sufficientemente segnato ma bisogna consentire alle Imprese di distribuzione – Soggetti economici complessi – di prendere dimestichezza e adeguarsi al nuovo quadro che emergerà.

Utilitalia vuole sostenere questa transizione indicata da ARERA, in uno scenario che eviti l’insorgere di una regolazione “a gradini” e i cui potenziali effetti imponderabili e non auspicabili – noi pensiamo - non sono certamente nelle aspettative e nella volontà del Regolatore.

Posto quanto sopra, che riteniamo pregiudiziale alle successive valutazioni, di seguito si riassumono alcune considerazioni di carattere generale sui principali interventi delineati dal DCO.

Nello specifico, relativamente alla Parte II del documento, concernente le proposte di regolazione economica e tariffaria del servizio, Utilitalia valuta condivisibili le ipotesi con riferimento al tema della promozione delle aggregazioni dei DSO, anche di Operatori caratterizzati da taglie più elevate, come quelle tra DSO con più di 100.000 POD e DSO tra 100.000 e 25.000 POD. Una nuova riproposizione dei meccanismi di sostegno alle aggregazioni potrebbero offrire un valore aggiunto nel facilitare – non tanto - una riduzione del numero di Operatori ma il raggiungimento di una dimensione tecnico-finanziaria adeguata alla dinamica che attende il Comparto della distribuzione elettrica e nella possibilità di realizzare più facilmente delle economie di scala.

Con riferimento invece al tema della cessione di *asset* in AT da parte dei Distributori, si manifestano alcune generali perplessità sui dettagli delle proposte formulate dal documento, le quali andrebbero approfondite al fine di evitare possibili inconvenienti nella gestione degli *asset* a valle delle cessioni e nelle relazioni tra Gestori, essendo le relative casistiche difficilmente prevedibili ex-ante in termini di risvolti operativi. Inoltre, la struttura di incentivazione proposta dal documento sembra porre eccessiva enfasi all’elemento temporale nella cessione degli *asset*, quando in realtà, per poter essere realmente efficace, dovrebbe più concretamente massimizzare le cessioni prevedendo l’applicazione del valore più elevato del premio per tutti i singoli anni del periodo regolatorio.

In merito poi al tema dell’incentivazione all’ottenimento dei contributi pubblici, si rileva una condivisibile volontà, da parte del Regolatore, di premiare i progetti maggiormente efficaci in termini di CBA a decorrere dal 2026, ma si evidenzia la necessità di un’adeguata taratura della fase di monitoraggio proposta per il 2024-2025, in quanto la stessa potrebbe risultare relativamente influenzata dalle logiche e dai modelli di incentivazione del PNRR, non necessariamente affini a quelle di una CBA.

Con riferimento alla Parte III del DCO, si esprime una generale condivisione dell’intento dell’Autorità di voler procedere ad una razionalizzazione e semplificazione futura del quadro regolatorio esistente ed al contempo di introdurre logiche di adattamento alle singole Imprese degli output in coerenza con la disciplina ROSS.

Le proposte dell’Autorità, infatti, in prospettiva potrebbero permettere di cogliere in modo più preciso le peculiarità di ogni Ambito territoriale, attribuendo ad ognuno di questi ultimi degli obiettivi di miglioramento o mantenimento maggiormente coerenti con le reali potenzialità attese dagli interventi.

Tuttavia, tali obiettivi non possono prescindere dalla esistenza di un quadro regolatorio vigente, che si è consolidato e perfezionato negli ultimi due decenni, che ha prodotto indubbi miglioramenti della qualità del

servizio e che ha determinato anche aspettative da parte dei DSO. La “modifica” di un istituto (livelli obiettivo comuni, premi/penalità) che ha dimostrato sia aspetti positivi che comunque limiti deve trovare un elemento di equilibrio nel breve volgere del biennio di messa punto di un nuovo assetto che ARERA ha ipotizzato.

Con riferimento a specifici e puntuali aspetti trattati nel DCO, ci riserviamo di inviare in tempi brevi approfondimenti tecnici che abbiamo commissionato ad una consulenza esterna.

Osservazioni specifiche

S1. Osservazioni relative alle proposte dell’Autorità per favorire le aggregazioni tra imprese distributrici, di cui almeno una che serva fino a 25.000 punti di prelievo

R1. Tenuto conto della significativa presenza di Imprese di distribuzione che forniscono meno di 25.000 POD, riteniamo utile incentivare in forma più robusta le Imprese che ambiscono ad aggregarsi. ARERA aveva già proposto in passato una regolazione analoga per il Comparto della distribuzione gas. Questo specifico iter si è interrotto e Utilitalia ha, di recente, avanzato al MASE, una proposta di sostegno delle aggregazioni per i DSO gas, in linea con quella sostenuta in precedenza da ARERA. Questa azione della Federazione è indicativa di quanto Utilitalia ritenga utile e necessaria una efficace iniziativa in tal senso anche nel Comparto elettrico.

Nel Comparto elettrico, il raggiungimento della soglia dei 25.000 POD costituirebbe anche la condizione di accesso alla regolazione per obiettivi di spesa e servizio previsto dalla disciplina ROSS.

Dato che anche le Imprese fino a 25.000 punti di prelievo saranno tenute alla messa in servizio, con funzionalità 2G, di un numero di misuratori 2G via via crescente nei prossimi anni, il capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica nel caso B) dell’attuale meccanismo di promozione delle aggregazioni (fusione tra impresa in regime puntuale e impresa/e in regime parametrico) dovrà comprendere anche il valore delle immobilizzazioni di cui all’art. 5 dell’Allegato A alla deliberazione n. 106/2021/R/eel.

S2. Osservazioni riguardo alle ulteriori azioni proposte per promuovere le aggregazioni tra imprese distributrici di più grandi dimensioni.

S3. Osservazioni riguardo l’eventuale correlazione del premio una-tantum a obiettivi di migliori performance in termini di riduzione della spesa e/o di qualità del servizio, da verificare qualche anno dopo la cessione dell’impresa distributtrice tra 25.000 e 100.000 clienti.

S4. Osservazioni riguardo agli elementi da considerare in vista delle gare per le concessioni di distribuzione dell’energia elettrica, eventualmente anche in ottica di sector coupling.

R2-R3. Si esprime apprezzamento per l’ipotesi illustrata al par. 6.4 di prevedere un meccanismo di promozione anche per le aggregazioni che coinvolgano un’Impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed un DSO che serve oltre 100.000 punti di prelievo.

Tale mutamento del quadro regolatorio incentivante le aggregazioni si ritiene debba trovare applicazione a valere anche dal precedente semiperiodo regolatorio (2020-2023) allorché erano già state stabilite, all'art. 31 del TIT, appositi meccanismi di promozione delle aggregazioni, al fine di riconoscere gli sforzi già messi in campo da alcuni Operatori che, viceversa, non potrebbero beneficiare di forme incentivanti a copertura delle spese operative comunque sostenute per il processo di aggregazione, sia nelle fasi preliminari che successive.

In particolare, occorrerebbe massimizzare lo stimolo economico per le operazioni che possano portare a realtà dimensionali maggiori (i.e.: almeno 100.000 utenti), in quanto possono ancor più facilmente realizzare efficienze operative e portare a una razionalizzazione del mercato.

Considerando che tali soggetti sarebbero valutati con la stessa regolazione tariffaria (ROSS), si propone che possano beneficiare di un meccanismo di incentivazione che offra un maggiore trattenimento di efficienze (o maggiore condivisione di inefficienze) rispetto al valore previsto per SAP/SBP per almeno 4 anni (periodo in cui di norma si può concludere un processo aziendale di integrazione societaria).

Utilitalia apprezza comunque la proposta di ARERA volta ad ampliare il perimetro delle aggregazioni da incentivare, segnatamente premiando anche fusioni in cui l'impresa di minore dimensione ha dimensione compresa tra 25k e 100k Pod. Si segnala in ogni caso come la premialità, pari 40€ per ciascun POD dell'Impresa di minore dimensione, quantificata da ARERA prendendo a riferimento il valore medio dei costi operativi riconosciuti a POD, non sempre potrebbe risultare sufficiente a coprire i costi legati al processo di integrazione, che di norma (nel periodo successivo all'operazione) risultano particolarmente onerosi. L'incentivo, pertanto, se non potenziato nel suo importo unitario, appare di efficacia limitata.

Pur comprendendo l'ipotesi di dover ricorrere ad istruttorie specifiche per ogni aggregazione ai fini della definizione della nuova baseline *opex*, si anticipa che per una valutazione esauriente di tale proposta si necessiterebbe di maggiori dettagli ex-ante circa i criteri generali perseguiti per delineare la nuova baseline *opex* risultante dall'aggregazione, nonché sulla procedura di scelta tra opzione SAP e SBP in tale specifico contesto, anche tenendo in considerazione quanto già espresso in materia dalle proposte del DCO 381/2023/R/COM. Si invita ad agevolare il più possibile, attraverso opportune fasi di pre-istruttoria, il compito dell'Operatore di valutare e stimare preventivamente tutte le possibili evoluzioni di proprio interesse in tal senso.

Si segnala inoltre l'esigenza che, poiché dal par. 5.2 emerge che la dimensione per lo svolgimento del servizio in condizione di sufficiente economicità risulta essere pari a 300.000 POD, venga ampliata ulteriormente la platea delle aggregazioni da incentivare attribuendo un premio una-tantum anche a quelle Imprese che in seguito alla fusione gestiscono un numero di POD superiore a tale soglia. In tale fattispecie il premio una-tantum potrebbe essere proporzionale non al numero di POD dell'impresa più piccola, ma al numero complessivo di POD dei due soggetti che si aggregano, con un cap a 300k POD, per riflettere la dimensione minima d'Impresa ritenuta efficiente. Queste nuove realtà possono inoltre dare il loro contributo anche in ottica di coordinamento con le Imprese di distribuzione del gas naturale, in termini di un'effettiva pianificazione raccordata (e a tendere anche di una gestione coordinata) delle relative infrastrutture al fine di stimolare sinergie tra i vari Distributori.

R4. Il DCO offre l'opportunità di poter esprimere proposte e valutazioni sull'eventuale definizione di una dimensione minima degli ambiti e sull'eventuale convergenza tra raggruppamenti di ambiti gas ed ambiti elettrici, aspetti che richiederanno indubbiamente alcune tipologie di studio e di analisi che potranno anche attingere dalle esperienze maturate in altri Paesi europei.

Risulterebbe altresì utile disporre di ulteriori elementi circa una possibile visione applicativa dell'Autorità su tali aspetti, in particolare laddove al punto 6.9 del DCO si parla di *“possibile convergenza delle concessioni per i servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas”*, anche al fine di poter valutare possibili visioni comuni della materia, peraltro oggetto delle competenze del MASE. Dal nostro punto di vista, l'ARERA è certamente l'attore istituzionale più titolato a svolgere un basilare ruolo di coordinamento nell'elaborare strumenti che possano promuovere una pianificazione integrata degli interventi nell'ambito dei nuovi processi di affidamento nei settori dell'energia elettrica e del gas, creando anche i presupposti essenziali affinché vi sia un certo livello di allineamento nelle procedure di gara di tali servizi ed anche nei relativi riferimenti normativi.

Tenuto conto dell'avvio delle nuove concessioni di distribuzione elettrica, previsto dal 2031, le gare della distribuzione elettrica dovrebbero essere indette non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza, quindi entro il 31 dicembre 2025. Nel frattempo, per quanto riguarda le gare della distribuzione del gas, nonostante le prime attività propedeutiche siano state avviate ormai quasi dieci anni fa, ad oggi sono state assegnate meno di dieci gestioni, mentre soltanto cinque gestioni d'ambito risultano effettivamente avviate.

Si evidenzia infatti che l'attuale quadro di riferimento delle gare per l'assegnazione delle concessioni gas risulta non solo caratterizzato da elevati livelli di complessità, ma anche dalla necessità di nuovi interventi normativi (in particolare sul DM 226/11). Ne deriva uno scenario che impedisce di valorizzare pienamente i potenziali orizzonti di innovazione tecnologica che il settore può offrire in termini di contributo agli scenari di transizione energetica e di decarbonizzazione su una prospettiva di lungo termine. L'attuale schema normativo tende infatti a premiare offerte di gara che valorizzano le estensioni delle reti, in contrapposizione rispetto ai trend di progressiva elettrificazione dei consumi e di contestuale diffusione dei gas rinnovabili. Tale impostazione comporta rischi di generare significativi *stranded costs*, nonché di limitare possibili logiche di investimento che siano maggiormente orientate verso criteri di efficienza e di sinergia tra distribuzione gas e distribuzione elettrica.

Il settore gas attende, ormai da diverso tempo un aggiornamento del DM 226/11 sulla base del mandato assegnato al MASE dalla Legge Concorrenza 2021 circa l'*«aggiornamento dei criteri di valutazione degli interventi di innovazione tecnologica, al fine di valorizzare nuove tipologie di intervento più rispondenti al rinnovato quadro tecnologico»*. Affinché tale revisione sia quanto più possibile efficace e rispondente ai futuri sviluppi del settore, sarebbe auspicabile una lettura più estensiva del mandato previsto dal Legislatore, oltre che più focalizzata sui driver della transizione energetica, al fine di poter favorire, anche attraverso lo strumento della gara, gli interventi funzionali alla decarbonizzazione ed al percorso di elettrificazione dei consumi.

Il Legislatore stesso potrebbe peraltro affidare una delega al MASE ed all'Autorità con la duplice finalità di definire la normativa di base delle future gare della distribuzione elettrica, nonché di realizzare una revisione organica dei criteri per le gare gas, prevedendo anche un periodico *fine tuning* della normativa, al fine di raccogliere i corretti segnali dell'evoluzione tecnologica e delle prospettive di scenario dei due settori. In sostanza, i criteri di valutazione delle offerte di gara della distribuzione gas e della distribuzione elettrica

dovrebbero evitare di porre i due settori in contrapposizione tra loro e dovrebbero al contrario essere delineati in maniera tale da favorire la massimizzazione degli interventi necessari al corretto funzionamento dei due sistemi, assicurando la certezza del riconoscimento tariffario. A questi criteri dovrebbero ispirarsi le linee evolutive degli attuali regolamenti per le gare gas, nonché il futuro regolamento per le gare elettriche, con l'obiettivo di evitare che le concessioni siano assegnate con esiti sfavorevoli nei confronti degli interessi del sistema nel suo complesso ed in maniera antitetica rispetto alle prospettive della transizione energetica.

S5. Osservazioni riguardo il meccanismo incentivante le imprese distributrici a cedere a Terna linee in alta tensione

S6. Osservazioni riguardo la possibile estensione del meccanismo incentivante ad altre porzioni di cabine primarie AT/MT

R5-R6. Si segnala che le eventuali cessioni di *asset* AT al TSO, potrebbero determinare non solamente situazioni di minori costi, ma anche fattispecie di nuovi costi nascenti riconducibili alla perdita di tali *asset* funzionali all'esercizio delle reti MT/BT (i.e.: adeguamento di infrastrutture, del telecontrollo). Si chiede se l'Autorità abbia valutato o meno, nella quantificazione dell'incentivo, anche la necessità di coprire tali costi emergenti che potrebbero determinarsi a cessione avvenuta e che pertanto non risulterebbero facilmente individuabili ex-ante. Si tratterebbe, ad esempio, della segregazione delle aree di responsabilità e pertinenza dei differenti Gestori di rete di trasmissione e distribuzione.

Sempre in merito alla razionalizzazione della proprietà delle linee in AT, come possibile elemento di criticità correlato all'eventuale cessione delle linee in AT o di porzioni di esse dal DSO a Terna, si segnala poi l'eventualità che si verifichino impatti sul calcolo dei flussi di energia reattiva nel caso sia presente un aggregato dei punti ai sensi dell'art. 26.4 del TIT (caso del collegamento circuitale tra Cabine Primarie in AT facente parte della rete del DSO), con conseguenti ripercussioni economiche negative nei confronti dei Distributori.

Si segnala inoltre che, al fine di trasferire la proprietà degli *asset* in AT (sia linee che eventuali ulteriori elementi di alta tensione) e quantificare i premi, è necessario che il valore patrimoniale sia effettivamente presente in RAB; i premi, in particolare sono correlati al valore di costo storico di primo acquisto rivalutato (per le reti AT) o al valore delle immobilizzazioni nette (nel caso di ulteriori elementi in alta tensione).

Vi possono essere casi in cui tali *asset* sono rappresentati soltanto nello *stock* implicito al 2007 in quanto al momento della rendicontazione prevista dalla determina 3/2012-DIEG, volta a far emergere gli incrementi patrimoniali relativi all'AT entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007, non erano disponibili le fonti contabili e pertanto non è stato possibile procedere alla esplicitazione di tali valori in RAB. Al fine di favorire la razionalizzazione della proprietà degli *asset* in alta tensione anche in caso di indisponibilità del costo storico, si richiede ad ARERA di confermarne la quantificazione in base all'attuale metodologia per determinare sia il valore della transazione che il relativo premio. Si concorda con la possibilità che casistiche particolari siano gestite attraverso opportune istruttorie ad hoc.

In merito al destinatario del beneficio, si richiede sia garantito un reale incentivo per il DSO cedente, dal momento che il 7.14 pone una neutralità regolatoria rispetto al reale beneficiario dell'incentivo, che pare essere negoziato nell'ambito della contrattazione, dove il peso delle due parti non pare essere equilibrato.

Come accennato anche in premessa si propone inoltre che l'incentivo sia posto al massimo valore e reso costante per tutto il periodo considerato, ovvero per le cessioni avvenute dal 2024 al 2027, in quanto sarà importante stimolare che le cessioni avvengano effettivamente e comunque all'interno del periodo considerato, indipendentemente dai singoli anni dello stesso. Potrebbe infatti essere decisamente sfidante riuscire ad effettuare il processo di cessione in avvio del periodo considerato (ad esempio entro 12 mesi e partendo subito) per ottenere l'incentivo massimo proposto, quanto piuttosto promuovere le cessioni in maniera paritetica per tutto il periodo complessivo.

Con riferimento alla proposta che il contributo venga concesso solo in caso di cessione del 100% delle linee, tenuto conto del numero esiguo di DSO potenzialmente coinvolti, si propone di prevedere specifiche valutazioni ad hoc che consentano il riconoscimento dell'intero contributo anche in caso di eventuali porzioni di rete che, per logiche di riassetto della rete AT, non vengono acquisite da Terna (per es. linee in AT che necessariamente devono rimanere in capo al Distributore e che peraltro non sono funzionali alle finalità del TSO perché non rientrano nella RTN oppure linee per le quali è già programmata la dismissione da parte del DSO).

Specificamente per la cessione di porzioni di *asset* AT, si vuole evidenziare che dovrebbero rappresentare una libera scelta del DSO da portare avanti a valle di un'autonoma valutazione in tal senso, in quanto non si ravvisano cogenze normative che lo prevedano espressamente.

In relazione al punto 7.18 si fa presente che numerose Cabine Primarie hanno una struttura della sezione di AT non immediatamente idonea ad una cessione della stessa e ad una segregazione dei perimetri di attività tra TSO e DSO. **Non si ritiene pertanto opportuno, ai fini dell'attivazione della premialità, fissare una percentuale minima di elementi AT dell'Impresa distributrice da cedere;** si potrebbe invece **stabilire una percentuale minima da applicare ad un perimetro di *asset* AT preliminarmente condiviso tra TSO e DSO.**

Non si condivide infine il secondo strumento del meccanismo incentivante proposto (vite utili più lunghe e WACC annuo minore dal 2025 applicati agli *asset* che rimanessero di proprietà del DSO), in quanto non sarebbe un incentivo alla cessione, bensì una mera penalizzazione per il DSO nel caso non la facesse. Tenuto conto che non è previsto alcun obbligo normativo che preveda la cessione, non si comprendono le motivazioni di adozione di simili strumenti.

In ogni caso, visto l'incentivo proposto dall'Autorità per rientrare nella RTN anche la parte di sbarra AT e relativi montanti di linea AT delle Cabine Primarie esistenti, si propone che, per raggiungere questo nuovo assetto, il coordinamento tra Terna e i DSO debba essere concreto e coerente con precedenti scelte

effettuate dal TSO, anche per i nuovi impianti in costruzione, al fine di individuare il miglior assetto per perseguire questo obiettivo.

In merito alla possibile cessione di porzioni di impianti AT, va fatta una valutazione anche sulla costruzione di nuove Cabine Primarie; se la visione dell'Autorità è di far rientrare nella RTN anche la parte di sbarra AT e relativi montanti di linea AT delle Cabine Primarie, deve essere presa in considerazione anche questa possibilità fin dalla prima condivisione dei nuovi impianti, con l'obiettivo di individuare una modalità condivisa al fine di soddisfare questa esigenza qualora l'avancabina non possa essere realizzata (ad esempio per indisponibilità di spazio).

S7. Osservazioni in materia di incentivi all'ottenimento di contributi pubblici

R7. Si condivide la proposta di incentivo al 10% per gli investimenti anche di distribuzione. In merito alla proposta di introduzione in una seconda fase ad incentivo variabile in funzione del risultato di CBA dei progetti finanziati, al fine di promuovere un'ottimale funzionamento del meccanismo di premialità si richiede che il 10% rappresenti il valore minimo sempre riconosciuti, a cui si aggiungerebbe un eventuale extra-incentivo (maggiore del 10%) alla rilevazione di rapporti benefici/costi significativamente positivi.

In ogni caso, per garantire certezza regolatoria, **l'introduzione di tale regolazione variabile dovrebbe intendersi a valere sui progetti aggiudicati a partire dal 2026**, non sugli incassi di contributi relativi a progetti già aggiudicati entro il 2025. Questo elemento è fondamentale e implicito, per non modificare ex post il profilo tariffario/economico associato a progetti già approvati e in realizzazione e per i quali ad oggi è già stata prevista il riconoscimento di contributi (con rilascio di quote per cassa oltre il 2025).

Si chiedono inoltre chiarimenti su quali siano e che caratteristiche abbiano i contributi "di maggiore entità" che devono essere accompagnati dall'ACB (punto 8.14). Inoltre, si chiede di chiarire nell'ipotesi prospettata dal DCO come saranno valutati i progetti sotto-soglia ovvero non ricadenti tra quelli di "maggiore entità", tenuto conto che da una lettura del DCO sembrano non essere tenuti a presentare una CBA.

Per quanto concerne invece i progetti di "maggiore entità" ricadenti nel periodo di cassa 2024-25 e che saranno quindi oggetto di monitoraggio, si evidenzia il fatto che gli stessi saranno essenzialmente progetti attinenti al PNRR, i cui parametri e finalità potrebbero non risultare affini alle logiche sottostanti la CBA. Il fatto che, nell'ambito del menzionato monitoraggio, l'ARERA intenda comunque richiedere la CBA anche per questi progetti, potrebbe determinare risultati distorsivi nell'ambito del monitoraggio stesso.

Con riferimento all'analisi CBA, si ritiene che i parametri indicati all'art. 3, lett g) della delibera 296/2023/R/eel siano idonei per essere utilizzati specificatamente per una valutazione di progetti di sviluppo delle reti di distribuzione elettriche. Tuttavia, dal momento che i contributi pubblici possono essere volti a finanziarie altre categorie progettuali (ad esempio, iniziative di digitalizzazione nell'ambito del Piano Industria 4.0), nel corso dei prossimi lavori istruttori che seguiranno l'approvazione della nuova regolazione, si dovrà chiarire puntualmente quale tipo di *benchmark* e di riferimenti nella letteratura economica dovranno essere utilizzati dagli Operatori, nei diversi contesti, ai fini della predisposizione dell'analisi costi/benefici richiesta per la valorizzazione del premio, in quanto serviranno riferimenti univoci e standardizzati per la generalità dei DSO.

S 8. Osservazioni riguardo ai criteri di definizione delle tariffe parametriche

R8. Negli ultimi tempi, la crescente diffusione di impianti di generazione elettrica a fonti rinnovabili presso le reti di distribuzione, nonché la correlata crescita delle richieste di connessione, si stanno manifestando con particolare intensità presso le reti di minori dimensioni, spesso caratterizzate da favorevoli condizioni di prossimità rispetto alle fonti energetiche rinnovabili, ma anche da conformazioni territoriali che richiedono interventi molto complessi e costosi per esaudire le richieste di allaccio, tenuto conto anche della ricorrente lontananza, in tali contesti, delle aree in cui insistono i punti di consumo dell'energia rispetto a quelle in cui si collocano i punti di immissione. In particolare, per le Imprese di distribuzione elettrica con meno di 25.000 punti di prelievo, questo fenomeno sta determinando notevoli difficoltà nell'esercizio della rete, per via dell'incremento e delle oscillazioni dei livelli di tensione, nonché problemi di natura impiantistica, dovuti alla conseguente necessità di ampliare e potenziare le reti BT e MT per far fronte alle richieste. Molto spesso, per poter ovviare ad impedimenti legati alla regolazione di tensione, i Gestori sono costretti ad optare per la costruzione di nuove porzioni di linee, le quali comportano peraltro anche la necessità di riconfigurare e potenziare le capacità delle cabine primarie o secondarie, con risvolti operativi molto impegnativi e tempi di realizzazione necessariamente prolungati. Tali soluzioni tecniche, sebbene permettano di risolvere le questioni inerenti alla regolazione di tensione e consentano, seppure a fronte di notevoli sforzi, di esaudire richieste legittimamente avanzate dai Produttori, richiedono costi estremamente gravosi in capo ai Gestori, con elevati impatti di natura economico-finanziaria riconducibili ad oneri che non risultano recuperabili attraverso i corrispettivi riconosciuti dalla disciplina dei contributi di allacciamento, né dall'ordinario modello di remunerazione previsto nell'ambito della vigente struttura tariffaria parametrica. Per tali ragioni, vista anche la situazione di perdurante incertezza del quadro regolatorio, si invita a promuovere straordinari e rapidi interventi normativi per far fronte alle criticità illustrate.

S9. Osservazioni in merito alla regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti di distribuzione

R9. In merito appare necessario che ARERA definisca e confermi che la ripartizione percentuale convenzionale tra il "costo delle infrastrutture" ed il "costo delle perdite" avvenga nell'anno precedente la sua applicazione e che tale ripartizione avvenga con valori unici nazionali applicabili per ogni DSO. Ciò tenuto conto della necessità di un aggiornamento dei sistemi di fatturazione e della necessità di una corretta gestione a livello contabile delle partite.

In ogni caso, si evidenzia come la proposta di semplificazione dei corrispettivi potrebbe non indirizzare in maniera corretta la decisione da parte delle Utenze di provvedere all'installazione di dispositivi di compensazione. La penalità unica potrebbe infatti portare alla decisione di installare compensatori da parte di Utenti che eccedono leggermente il vincolo del 33% con un valore aggiunto pressoché nullo, viceversa potrebbe dare un errato segnale ad utenti "poco performanti" vicini al limite del 75% di poter ulteriormente aumentare i loro assorbimenti senza creare particolari problemi alla rete stessa. Con la stessa ratio, potrebbe essere utile valutare la definizione di un limite minimo di immissioni (in termini di volumi di energia reattiva) esenti da corrispettivo, in modo da indirizzare l'installazione di compensatori solo presso quegli Utenti poco performanti che registrano notevoli quantità di energia in immissione verso la rete del DSO.

S10. Osservazioni in materia di altre prestazioni specifiche di distribuzione e misura

R10. Nel provvedimento finale di approvazione della regolazione 2024-2027 dovranno essere chiarite le interrelazioni tra la proposta di eliminazione degli oneri amministrativi indicati e la fase di decorrenza della nuova metodologia ROSS ed i potenziali effetti sulle partite contabili.

Più in dettaglio, se dal 2024 decorrerà la nuova metodologia ROSS, si chiede di confermare in delibera che la *baseline* dei costi operativi quantificata per singolo Gestore (che sulla base di quanto riportato nel documento per la consultazione 381/2023/R/com prenderà a riferimento i costi dei singoli gestori dell'anno 2022), conterrà anche i costi inerenti alla gestione amministrativa di tali prestazioni senza però dedurre da tali costi i ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti a loro copertura, che nel 2022 non erano ancora azzerate. In generale si chiede conferma del fatto che in tale *baseline* saranno considerati i costi di tutti i comparti afferenti alla distribuzione. Se quanto riportato risulta corretto, la conseguenza diretta della proposta di ARERA di azzeramento di tali oneri amministrativi – peraltro solo per i DSO - sarebbe lo spostamento della spesa (ora in capo al richiedente la prestazione in quanto derivante da una specifica richiesta individuale) alla collettività.

Qualora il provvedimento finale confermi l'azzeramento delle componenti a copertura degli oneri amministrativi in capo ai Clienti finali, appare opportuno che ARERA fissi un momento di confronto con gli Operatori volto a specificare quale sia la modalità rappresentativa dei costi coerente con la definizione della *baseline* dell'anno tariffario 2024.

In merito al punto 11.6, si chiede inoltre conferma che l'eliminazione degli oneri amministrativi in caso di richieste di aumento di potenza riguardi solamente i Clienti domestici, con la finalità di rendere definitiva la disposizione temporanea già vigente. Si chiede inoltre di confermare se si tratta della sola eliminazione degli oneri amministrativi per i Clienti domestici o se si intende confermare anche il resto delle agevolazioni previste dal comma 8-bis del TIC, definite "temporanee" fino al 31/12/2023 (lettere b) e c) del comma 8-bis.2 e lettera b) del comma 8-bis.3).

S11. Osservazioni in merito alla struttura del nuovo TIQD 2024-2027 e alla riorganizzazione dei contenuti del TIQD

R11. In linea generale si condivide l'intento dell'Autorità di procedere con una razionalizzazione e semplificazione della regolazione in materia di qualità del servizio di distribuzione. La progressiva stratificazione delle misure regolatorie se da un lato ha portato ad un quadro articolato e di complessa gestione ha anche assicurato ad ARERA ritorni in termini di conseguimento degli obiettivi che si poneva in capo ai DSO.

In ogni caso, quindi, dopo una pratica ultraventennale di alcuni istituti regolatori - pratica che ha apportato progressive evoluzioni alle evidenze emergenti - riteniamo che tale percorso abbia la necessità di seguire una politica di transizione/adattamento, confermando nel breve arco di tempo che condurrà alle regolazioni condivise, alcune specificità e differenziazioni (per esempio tra i diversi Ambiti di concentrazione) al fine di accompagnare e riconoscere le differenti peculiarità specifiche esistenti nel nuovo scenario.

S12. Osservazioni su aspetti indicati nello schema di TIQD 2024-2027, Allegato A al presente documento, che non sono espressamente trattati nell'ambito dei successivi capitoli

R12. Con riferimento alle utenze MT escluse dalla regolazione ed in particolare le tipologie di cui alla lettera c) del comma 31.3 del nuovo TIQD, si ritiene opportuno integrare ed allineare la relativa classificazione alla lettera b) del comma 66.3.

Appare opportuno chiarire le modalità di valorizzazione del campo di cui alla lettera g) del comma 67.2 del TIQD qualora l'interruzione prolungata sia costituita da n-eventi interruttivi quindi da diversi codici univoci interruzione: in tal caso tale campo potrebbe contenere in un solo record n-codici univoci interruzione che concorrono a formare l'interruzione prolungata la cui durata totale è esplicitata alla lettera i) del comma stesso, altrimenti ogni record dovrebbe contenere un singolo codice univoco che concorre a formare l'interruzione prolungata con relativa durata che però sarebbe parziale rispetto alla durata totale dell'interruzione prolungata richiesta dalla lettera i).

S13. Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e in particolare ai nuovi contenuti degli articoli 4, 5 e 6 dello schema di TIQD 2024-2027

R13. Non è il caso di ritornare sul lungo dibattito in merito alle interruzioni con preavviso e sulla necessità di tali interruzioni per lo svolgimento di importanti lavori di rete. Peraltro la ripetizione di tali interruzioni è tecnicamente giustificabile dalle condizioni logistiche e di lavoro nelle quali si svolgono tali interventi.

Pur essendo consapevoli del disagio che possono arrecare agli Utenti **interruzioni lunghe con preavviso**, sebbene già rese note in precedenza, è da considerare che la proposta di estensione del preavviso ad almeno 5 giorni lavorativi con eventuale introduzione anche di una "ripetizione" nell'imminenza dell'interruzione, **non tiene debitamente conto del maggior aggravio organizzativo in capo alle Imprese distributrici a fronte di un ipotetico e non commisurato beneficio per il Cliente finale.**

Le ipotesi del DCO comporterebbero non solo **l'insorgere di costi operativi aggiuntivi – tenuto conto che con le ordinarie modalità di comunicazione ci sarà la necessità di ripetere le comunicazioni alla cittadinanza - ma potrebbero anche non cogliere "la rilevanza/urgenza" della comunicazione e dare luogo a possibili sottovalutazioni da parte del Cliente.**

Infine, si evidenzia che un preavviso troppo lungo potrebbe causare a cascata un aumento delle interruzioni classificabili come "senza preavviso", posto che si tratterebbe comunque di interruzioni non derivanti da guasti o malfunzionamenti ma, magari, meramente da operazioni di manutenzione ordinaria che non potevano essere programmate con un tale anticipo.

Relativamente alle proposte in materia di informazioni e comunicazioni agli Utenti tramite la pubblicazione di una **pagina web dedicata al monitoraggio** dello stato della rete con possibilità di ricerca per POD e di introduzione di un **sito internet dedicato alle comunicazioni agli utenti MT/BT** registrati con possibilità di attivare *alert* automatici, analogamente a quanto sopra, si ritiene che **tali proposte siano eccessivamente onerose a livello operativo per i DSO a fronte di un beneficio residuale per i Clienti.** Gli accessi ai siti internet da parte dei Clienti finali sono infatti tipicamente molto limitati da parte dei Clienti non professionali mentre le soluzioni proposte comporterebbero l'insorgere di costi di implementazione e manutenzione anche rilevanti.

In ogni caso, per quanto riguarda nello specifico la possibilità di attivare *alert* automatici, si ritiene eccessivamente dispersivo che siano gli Utenti a poter scegliere i canali di comunicazione: la scelta di quali canali implementare dovrebbe essere invece lasciata ai DSO, per evitare una moltiplicazione di sistemi anche a fronte di un numero esiguo di Utenti che richiederanno uno specifico servizio. Non vanno sottaciuti gli aspetti di manutenzione (aggiornamento e segregazione dei dati degli Utenti della rete in termini di privacy). Questi aspetti sono già stati esaminati in passato e mai sostanzialmente risolti. Potrebbe essere utile che ARERA si faccia promotrice di un Tavolo al quale far partecipare l'Autorità garante della privacy.

In ogni caso, qualora le proposte illustrate nel DCO dovessero essere implementate, tutti i maggiori costi operativi che l'Impresa distributrice dovrà sostenere dovranno trovare adeguata copertura tariffaria.

Da ultimo, appare utile chiarire le ulteriori finalità in merito alla proposta relativa al “registro delle interruzioni” di cui alla proposta dell’art. 5.13 del TIQD *“L’impresa distributrice assicura inoltre l’accesso alle informazioni contenute nel registro delle interruzioni e nel registro delle segnalazioni da parte degli utenti interessati e dei soggetti responsabili delle attività di vendita dell’energia elettrica.”*.

Ad oggi l'accesso alle informazioni presenti sul registro viene consentito nella gestione dei reclami o delle richieste di risarcimento danni, fornendo al Cliente le informazioni relative alle interruzioni che lo hanno coinvolto e che sono sul registro (tipicamente data, ora e durata del disservizio). In tal senso, riteniamo che la disponibilità del DSO alle informazioni sul registro delle interruzioni vi sia a valle di una richiesta di accesso agli atti da parte del singolo utente. Anche in questo caso, tuttavia, risulta poco chiara l'utilità dell'accesso, dal momento che il registro delle interruzioni non contiene un dettaglio per singolo POD. Da ultimo, richiamando quanto sopra in tema di privacy, per quanto riguarda la messa a disposizione del registro delle interruzioni e segnalazioni agli Utenti e ai soggetti responsabili delle attività di vendita, evidenziamo, in particolare per il registro delle segnalazioni la presenza di dati sensibili.

S14. Osservazioni in materia di struttura e orizzonte temporale della regolazione incentivante la continuità del servizio e relativo ambito di applicazione

R14. Abbiamo già espresso un orientamento pienamente positivo in merito all'intento di ARERA di arrivare ad una “personalizzazione” degli obiettivi in materia di continuità del servizio ed a tal riguardo si ritiene auspicabile l'applicazione dell'approccio innovativo anche per la regolazione del numero delle interruzioni a partire dal 2024.

Ciò non esclude che, come verrà esplicitato nel seguito, debba essere valutato l'impatto che ne deriverebbe per **quegli ambiti che, nel corso dell'ultimo periodo regolatorio, hanno raggiunto i livelli obiettivo attesi dall'Autorità.**

È necessario, pertanto, che siano individuati meccanismi che nel transitorio – rispetto ad una situazione a medio termine delineata da ARERA dal 2025 – non pregiudichino i risultati di successo conseguiti da chi ha raggiunto e mantenuto nel tempo livelli prestazionali di elevata qualità, al fine di evitare che la nuova regolazione generi penalizzazioni non giustificabili, dovute ad accidentali/temporanei spostamenti rispetto alla positiva performance storica dell'ambito.

L'interpretazione della proposta ARERA, inoltre, dal punto di vista applicativo, sembra determinare "zone di confine" tra i nuovi ambiti che hanno bisogno – nella nuova ripartenza della regolazione - di strumenti "cuscinetto" in grado di ammortizzare gli effetti che possono manifestarsi, nel corso di un singolo anno di esercizio, e che evidenziano una derivata seconda non in linea con le aspettative e la regolazione che si propone nel DCO.

Posto quanto sopra, e già indicato nelle Osservazioni generali di questo documento, Utilitalia ritiene necessario un adattamento transitorio delle ipotesi indicate da ARERA nel DCO **per gli ambiti che nel corso dell'ultimo periodo regolatorio hanno raggiunto livelli di qualità molto elevati**, tali da evidenziare indicatori annuali estremamente stabili nel tempo e al di sotto dei tendenziali storici, **introducendo una soglia di salvaguardia fisiologica, che suggeriamo di calcolare come media degli indicatori 2020-2023 del corrispondente cluster per il numero/la durata delle interruzioni.**

Il campione di ambiti che manifesta "buona qualità" – che deriva dalle considerazioni presenti nel DCO - consente di calcolare il tendenziale di riferimento /soglia di salvaguardia quale valore medio del precedente quadriennio, che sarebbe utilizzato in modo trasversale a livello nazionale per tutti gli Ambiti che hanno raggiunto una maturità consolidata sugli indicatori Durata e Numero. Nel caso la media dell'ultimo quadriennio evidenziasse un valore superiore a quello del singolo Ambito in cui opera il DSO, la stessa potrebbe diventare il livello di partenza per quel DSO in quell'ambito per gli anni 2024-2025.

Pertanto, per gli ambiti che ricadranno nel perimetro soggetto a "mantenimento", il livello di partenza effettivo di ciascun indicatore in ciascun ambito risulterebbe pari al valore massimo tra il valore medio dell'ultimo quadriennio (o triennio - vedi in seguito) dello specifico Ambito e la media dei livelli di tutti gli Ambiti del cluster di appartenenza calcolata sul medesimo quadriennio.

Ciò consentirebbe di:

- avere un confronto tra Ambiti che assicurano livelli di qualità adeguati alle aspettative regolatorie di lungo periodo;
- una "competizione" tra pari, piuttosto che con l'Ambito medesimo;
- sterilizzare eventuali effetti negativi per quei DSO che operano in ambiti caratterizzati da un ridotto numero di interruzioni e una buona performance di durata e che, in presenza di *under performance* – anche minime – del livello degli indicatori, **che non compromettono in alcun modo il livello di qualità (già alta) del servizio offerto**, si troverebbero esposti al rischio di incorrere in penali.

Considerando inoltre, che la maggior parte degli ambiti rientranti nei due terzi per la Durata e più di un terzo per il Numero, con indicatori migliori, hanno raggiunto i livelli obiettivo indicati dall'Autorità, già da alcuni anni, la soglia di salvaguardia fisiologica calcolata dovrebbe essere il riferimento per il periodo 2024-2027.

Si chiede, inoltre, di chiarire come l'Autorità intende considerare la quota parte delle interruzioni attribuite a Cause Esterne con la nuova modalità di identificazione del tendenziale.

Vogliamo evidenziare una criticità non marginale relativamente alla determinazione dei livelli di partenza di ciascun Ambito ed alla successiva ripartizione degli stessi in funzione della qualità (ripartizione in terzi):

essendo necessario considerare il 2023 nei calcoli delle ripartizioni in cluster, tale elemento (con riferimento alla media nazionale) sarà reso noto agli Operatori solo a 2024 avviato e quindi gli Operatori non avranno alla data del 1° gennaio 2024 la certezza del terzile di appartenenza di ciascun Ambito territoriale e del tipo di regolazione chiamati a rispettare. **Pertanto, da alcune simulazioni effettuate con i dati a disposizione, alcuni Ambiti, pur registrando un livello di partenza inferiore al livello obiettivo 2023 previsto dall'attuale TIQE, sembrano ricadere tra quelli soggetti a miglioramento: a tali ambiti si ritiene debba essere garantita l'applicazione della regolazione di mantenimento e non debbano essere chiamati a migliorare forzatamente e ulteriormente le proprie performance.**

In questa logica, appare utile, in analogia con quanto avviene in ambito tariffario, prevedere **una pubblicazione provvisoria della ripartizione degli Ambiti che dovrebbe avvenire entro il 30 giugno 2024 ed una successiva eventuale rettifica, a valle delle istruttorie dell'Autorità, da effettuarsi entro il 30 novembre del medesimo anno.** Considerato che le eventuali rettifiche dei dati riguarderebbero solo il 2023 non dovrebbero portare a sostanziali scostamenti rispetto alla ripartizione nei cluster di miglioramento/mantenimento, una prima provvisoria classificazione degli Ambiti consentirebbe di avere una visione sicuramente più chiara degli impegni cui saranno soggetti i Gestori.

Con riferimento alla definizione del livello di partenza degli indicatori della nuova regolazione, si propone una modifica al relativo calcolo: **si ritiene necessario che tale livello venga determinato sulla media delle performance storiche nel triennio 2021-2023, escludendo l'anno 2020**, anno che non rappresenta una reale dinamica delle interruzioni (minori interruzioni per minore stress delle reti per minore domanda) e della loro gestione (vigenza di misure normative restrittive per il Covid-19). Per tale motivo, le proposte sopra esposte si applicherebbero prendendo a riferimento il triennio 2021-2023.

Infine, appare coerente con le nuove logiche introdotte dalla regolazione ROSS la scelta di modificare il perimetro di applicazione di tale regolazione ricomprendendo solo le Imprese con almeno 25.000 POD.

S15. Osservazioni sui temi relativi alla continuità del servizio da approfondire nel corso del periodo regolatorio 2024-2027

R15. Relativamente ai temi che saranno oggetto di successivo approfondimento, **si ritiene assolutamente rilevante la questione del numero delle interruzioni brevi.** Quali possibili alternative, da valutare sulla base anche di eventuali apposite analisi, **si suggerisce di procedere con:**

- **l'esclusione delle interruzioni brevi per tutti i DSO dagli obiettivi** sulla base del fatto che l'evidenza internazionale dimostra che le interruzioni brevi sono meno rilevanti per i Clienti e che il costo marginale probabilmente supera il beneficio marginale. Questo approccio peraltro allineerebbe anche la regolazione italiana con quanto adottato da altre Autorità di regolazione europee, cui ARERA pure si ispira;
- **in alternativa, l'attribuzione di pesi diversi alle interruzioni brevi rispetto a quelle lunghe** all'interno dei sistemi di incentivazione. Tali pesi potrebbero essere determinati, ad esempio, sulla base di

fattori quali il costo relativo per i Clienti (o specifici gruppi di Clienti) delle interruzioni brevi e lunghe, o la rilevanza del disagio per i Clienti. L'identificazione dei pesi adeguati dovrebbe basarsi sui risultati derivati da specifiche analisi.

Si rinvia, a tal proposito agli approfondimenti di cui all'Allegato, parte integrante del presente Documento di osservazioni.

Per quanto riguarda invece le previsioni di cui ai punti 16.16 e 16.17 del DCO, **si condivide l'intenzione** di ARERA di verificare la necessità **di un aggiornamento della classificazione delle aree**, ed in particolare delle aree maggiormente urbanizzate sulle quali l'attuale regolazione ha mostrato le proprie debolezze. Si segnalano invece criticità nell'implementazione dei sistemi informativi necessari alla registrazione delle interruzioni e ai calcoli separati degli indicatori in tempi stretti, a seguito della ridefinizione degli ambiti territoriali senza ricorrere alle varie regole di riclassificazione del grado di concentrazione, effettuate ai sensi dell'articolo 4 comma 4.2 della deliberazione 128/99, che hanno visto approvare ambiti territoriali anche ottenuti da Comuni di Province diverse nella stessa Regione. In ogni caso, si evidenzia che **la predisposizione di due differenti registri e relative rendicontazioni connesse con ambiti calcolati in modo difforme dall'attuale per ciascuna Provincia servita comporta sicuramente un aggravio di tempi e costi da valutare.**

In merito ai meccanismi per **l'identificazione dei PCP** (16.1.c), si segnala come il metodo di individuazione attualmente applicato non sempre riesce ad individuare tutte le situazioni critiche che si possono verificare sulla rete di distribuzione, quali ad esempio giornate con ondate di calore, e che potrebbero quindi non essere intercettate in relazione a come si distribuiscono le interruzioni nel corso della giornata. Pertanto, si suggerisce l'opportunità di esplorarne una evoluzione tramite lo **scorporo dei Periodi di interruzioni eccezionali dovute a ondate di calore** (POC), replicando di fatto il metodo statistico già esistente per la definizione dei Giorni con Fulminazioni Eccezionali (GFE) **oppure una integrazione con un meccanismo aggiuntivo** finalizzato a valutare il numero di interruzioni registrate all'interno dell'intera giornata e conseguentemente ad **individuare le giornate da escludere dal calcolo degli indicatori in caso di superamento di una soglia** determinata in funzione della media storica di ciascun esercente

S16. Osservazioni in materia di azioni di regolazione su questi temi che potrebbero essere considerate già a partire dal 2024
--

R16. Nessuna osservazione.

S17. Osservazioni in materia di regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso
--

R17. Con riferimento a quanto riportato al punto 17.5 del DCO, si evidenzia come sostituire l'indicatore biennale con quello annuale comporti il reale rischio di non intercettare eventuali comportamenti dell'Ambito anomali, derivanti da criticità specifiche di un solo anno (e quindi non strutturali). Tali considerazione restano valide anche per l'indicatore del numero delle interruzioni.

Il trend progressivamente positivo delle performance di un Ambito – che rileva la continua attenzione alla qualità del servizio reso - non può essere messo in dubbio da una discontinuità accidentale che può tecnicamente sempre incorrere e che, paradossalmente determinerebbe una penalizzazione non solo economica ma anche di immagine per il DSO.

Anche in questo caso, posta la condivisione Utilitalia della novità relativamente al perimetro di calcolo degli indicatori, riteniamo necessario adottare come elemento di temporanea attenuazione del rischio citato la media biennale e un monitoraggio nel quadriennio del corretto funzionamento degli indirizzi generali e specifici della regolazione.

In alternativa a quanto sopra esposto, **relativamente agli Ambiti di buona qualità che saranno soggetti ad una regolazione di mantenimento**, al fine di non indurre gli Operatori a sovrainvestire in interventi che non comportino un reale e percepibile beneficio per il Sistema, si ritiene che **debba essere applicato il meccanismo esplicitato al precedente punto 14, ovvero prevedere un confronto tra gli Ambiti di buona qualità per la determinazione del livello di partenza di ciascun Ambito di quello specifico cluster**. Ciò al fine di non penalizzare ingiustificatamente Ambiti che registrano da tempo, comunque, performance di qualità elevata.

Vogliamo richiamare l'attenzione di ARERA alla **traiettoria di riduzione della durata (e analogamente del numero) delle interruzioni per gli Ambiti di qualità peggiore**.

Gli interventi tecnici di implementazione delle performance sulle reti non sempre comportano un miglioramento di tipo lineare. Inoltre, si rappresenta come obiettivi intermedi come definiti nel DCO e sfidanti potrebbero configurarsi come un elemento di reale rischio da considerare per gli Operatori che fossero indirizzati a scegliere soluzioni tecnologiche innovative, con ritorni di più lungo termine rispetto a soluzioni dai benefici immediati, e ciò a scapito di altre valutazioni sistemiche.

Al fine di garantire che tali fattori di miglioramento siano perseguibili dagli Operatori, **è cruciale basarli su un'analisi dei tassi storici di miglioramento raggiunti dagli Operatori nei diversi Ambiti territoriali verificando la capacità effettiva degli Operatori di migliorare secondo i tassi annuali stabiliti da ARERA** nei gruppi a "peggiore prestazione" per la durata ed a "peggiore qualità" e "media qualità" per il numero. Ad esempio, se la maggior parte degli Operatori nel gruppo "peggiore qualità" non è mai stata in grado di migliorare del 10% su base annuale la propria performance relativa al numero delle interruzioni, l'imposizione di un fattore di miglioramento nella misura del 10% renderebbe irraggiungibile il target stesso imposto dall'Autorità esponendo le Imprese ad una penale certa.

A tal riguardo, è interessante notare che il regolatore britannico Ofgem, nel contesto di RIIO-ED2, ha adottato un approccio simile a quello proposto da ARERA nel DCO. Ofgem ha individuato fattori di miglioramento differenziati in base alle prestazioni degli Operatori e applicato tali fattori a livelli di partenza specifici basati su dati storici individuali per ciascun DSO. Tuttavia, a differenza di ARERA, Ofgem ha stabilito tassi di miglioramento annuali molto inferiori, rispettivamente pari al 2% e al 4% su base annuale per DSO di media e bassa qualità rispettivamente. Questa scelta è stata giustificata da Ofgem sulla base delle prestazioni storiche degli Operatori, considerando l'impatto sulla performance degli Operatori nel periodo regolatorio e la fattibilità di imporre un certo grado di convergenza a livello nazionale mediante l'utilizzo di fattori di miglioramento unici per gruppi di DSO.

Considerando l'esempio britannico e la volontà di ARERA di introdurre obiettivi personalizzati, si ritiene utile valutare realisticamente una revisione dei fattori di miglioramento – eventualmente allineandoli a quelli adottati a livello internazionale – al fine individuare target annuali concretamente raggiungibili per gli Operatori e che tengano opportunatamente in considerazione le differenze nelle caratteristiche delle reti a livello regionale.

S18. Osservazioni in materia di regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso

R18. Con riferimento alle opzioni previste per la regolazione del numero delle interruzioni, si ritiene **preferibile l'Opzione 2** ovvero la soluzione innovativa coerente con quanto proposto per la regolazione della durata, posta la conferma della messa a punto di un disegno analogo a quanto esposto per la determinazione dei livelli di partenza per gli ambiti ricadenti nel terzile soggetto a mantenimento per la durata delle interruzioni.

La soluzione proposta consentirebbe di avere dei tendenziali trasversali per Ambito per i DSO che già da tempo hanno raggiunto gli obiettivi di lungo termine, con una riduzione importante rispetto agli attuali e di avere da subito obiettivi individuali e non generalizzati per gli Operatori che ancora non hanno raggiunto tali livelli.

Restano valide le altre considerazioni rappresentate allo spunto precedente.

S19. Osservazioni in materia di struttura e valorizzazione dei parametri C in relazione alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, all'utilizzo del numero di utenti (anziché l'energia non fornita) per la formula di calcolo e alla determinazione del tetto ai premi e alle penalità

R19. Si condivide la proposta di razionalizzare i parametri C.

Al fine di una maggiore attenzione ai risultati ottenuti dai singoli Operatori, si propone che il valore del tetto ai premi e il valore del tetto alle penali siano definiti per il quadriennio 2024-2027 distintamente come media ponderata del valore dei tetti ai premi e alle penali attualmente applicabili fino al 2023 (il peso è dato dal numero di utenti BT per singolo ambito).

S20. Osservazioni sull'incremento della leva incentivante della continuità mediante l'incremento dei coefficienti C per le imprese che sceglieranno l'opzione ROSS-base ad alta potenza di incentivo alla riduzione dei costi operativi

R20. Nessuna osservazione.

S21. Osservazioni in materia di trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio 2020-2023 che non raggiungeranno gli obiettivi fissati

R21. Si condivide il meccanismo proposto di parziale recupero delle penalità dovute per il mancato raggiungimento dei target dell'esperimento regolatorio.

S22. Osservazioni in merito all'evoluzione di medio termine della regolazione individuale della continuità e la possibile introduzione di un meccanismo destinato a tutelare gli utenti BT

R22. Si condivide la proposta di eliminazione della regolazione individuale per utenti MT dal 2026 (21.11.).

In ogni caso, per eventualmente valutare in modo adeguato l'introduzione di standard specifici di continuità per gli utenti BT, si ritiene propedeutico che venga effettuato un preventivo monitoraggio, ad esempio della durata delle interruzioni per singolo utente BT, raccogliendo i dati tramite un indicatore di distribuzione sulla falsariga di quello di cui alla scheda 2 del TIQE che tenga conto della tipologia di interruzione e dell'ambito di concentrazione

S23. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate

R23. L'attuale regolazione ha già equiparato gli standard per gli utenti MT e BT presenti negli ambiti di Alta e Media concentrazione. Già nel corso delle consultazioni relative all'ultimo periodo regolatorio, l'Autorità aveva proposto uno standard omogeneo per i tre ambiti, non confermato sul Testo Integrato mantenendo una differenziazione sull'ambito di Bassa concentrazione sulla base di alcune evidenze portate al tavolo dai Distributori:

- l'ambito di Bassa concentrazione ingloba le aree rurali e montane, dove la logistica ha un impatto maggiore rispetto alle altre aree anche per difficoltà nel raggiungere certi siti legati a neve, tipo di vie di comunicazione ecc.;
- l'infrastruttura di rete utilizzata in ambito di Bassa concentrazione può avere caratteristiche diverse rispetto agli altri ambiti; l'uso di linee aeree in conduttori nudi o cordate per superare problematiche logistiche legate al territorio hanno una probabilità maggiore di guasto rispetto ad aree urbane dove la cavizzazione della rete è più diffusa;
- sulle aree in ambito di Bassa concentrazione, per la conformità del territorio, spesso non è prevista la presenza di un secondo *feeder* di backup, anche per una questione di costi implementativi rispetto al numero di Utenti.

In occasione degli eventi meteo estremi degli ultimi anni, il numero di Utenti coinvolti nelle interruzioni è sempre maggiore, con distruzione delle infrastrutture in alcuni casi anche molto importante. In queste situazioni, nella maggior parte dei casi, le interruzioni, attribuite a causa di forza maggiore, superano gli standard con la necessità di erogazione di indennizzi automatici. **Pertanto, abbassare ancor più i limiti degli standard, in particolare nell'ambito di Bassa concentrazione, significa, almeno per le prime 72 ore aumentare la quota del reintegro in carico alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, costi che ricadono sulla socialità.**

In merito alla proposta dell'Autorità di equiparare, agli stessi standard, Utenti MT e BT, si ritiene che un Utente domestico di 3 kW possa avere – per questioni oggettive e di impatto soggettivo - uno standard differente rispetto a un'utenza MT a servizio di stabilimenti, impianti che coinvolgono un numero maggiore di persone/servizi. Anche in questo caso appare necessario – come responsabilità di AREA - valutare il *trade-off* che deriverebbe da un mero allineamento degli standard.

Lasciare una differenziazione tra la tipologia di Utenti, a prescindere dagli oneri economici eventualmente da distribuire agli Utenti per superamento degli standard, **darebbe un'indicazione chiara sulle Utenze da prioritizzare nel ripristino dell'interruzione** e nello stesso tempo evitare, nei casi di guasti diffusi, l'aumento degli importi da chiedere a CSEA come reintegro.

Sulla base di quanto espresso si ritiene corretto mantenere l'attuale regolazione.

Si condivide l'inserimento di una soglia di 30 euro al di sotto della quale il rimborso al cliente non verrebbe effettuato nonché l'esonero per i DSO dal pagamento del contributo al FEERAPS, dal momento che – come correttamente indicato al 22.10 – i DSO sono al momento soggetti a un doppio versamento per la stessa interruzione.

S24. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica delle comunicazioni all'Autorità in materia di regolazione individuale e interruzioni prolungate
--

R24. Nessuna osservazione.

S25. Osservazioni in relazione alla regolazione in materia di qualità della tensione

R25. Si condivide la proposta di mantenimento di pubblicazione comparativa dei buchi di tensione severi senza introdurre una regolazione incentivante (24.12) né livelli specifici di qualità della tensione (24.13).

S26. Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità

R26. Con riferimento alla ipotesi prospettata al punto 25.6 del DCO relativamente alla decisione di non procedere con la regolamentazione dei contratti per la qualità stante il mancato interesse dei soggetti interessati, nei pochi casi in cui tale accordo è stato raggiunto si ritiene utile che sia facoltà del DSO stabile come gestire e/o proseguire i contratti in essere (portare a scadenza e poi non rinnovare, annullare dal 1/1/2024, ecc.). Si tratta pur sempre di esempi di collaborazione tra DSO e Utenti che possono rappresentare fattispecie virtuose e volte al miglioramento della qualità per l'Utente interessato.

S27. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica degli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità e loro effetti

R27. Relativamente alla proposta di revisione delle penalità di cui al punto 26.6 del DCO, le soluzioni prospettate appaiono in potenza eccessivamente onerose. In dettaglio, si chiede conferma del fatto che il tetto individuale alle penali (precedente 19.35) debba essere applicato alla somma di:

- eventuale penale ricalcolata post controlli;
- eventuale penale per non validità/conformità dei dati (IP e/o IC);
- eventuale penale per non conformità del sistema (ISR).

S28. Osservazioni in merito ad indicatori di performance e possibili meccanismi incentivanti in logica output-based

R28. Si condivide in linea generale la proposta di ARERA di valutare l'introduzione di un meccanismo incentivante sulla qualità commerciale. In ogni caso, rimandando ai successivi approfondimenti sul tema, si sottolinea sin d'ora che particolare attenzione dovrà essere posta al tema delle autorizzazioni – condizione necessaria all'esecuzione dei lavori – tenuto conto dei noti ritardi burocratici delle amministrazioni concedenti.

S29. Osservazioni in merito al possibile meccanismo premiale dei benefici degli interventi di sviluppo

R29. Si apprezza e si condivide la proposta di attivazione di un meccanismo di premialità correlato ai benefici attesi degli interventi di sviluppo.

Tuttavia, si segnala che la disciplina che si intende introdurre, diversamente da quella finora prevista in ambito resilienza, deve prevedere un correttivo nella valorizzazione del beneficio tale da non penalizzare (come avviene in ambito resilienza) i DSO che operano in contesti a scarsa densità di utenza.

In porzioni del territorio nazionale "impervie", infatti, a fronte di costi di investimento molto elevati derivanti dalle complicate condizioni di intervento, la scarsa numerosità di utenze beneficiarie potrebbe precludere ad alcune imprese, ove fosse replicata la logica prevista in ambito resilienza, l'accesso all'incentivo. Tale accorgimento permetterebbe anche di evitare asimmetrie nel meccanismo, tali per cui un'Impresa, pur non avendo progetti di sviluppo eleggibili a premio (interventi strutturali complessi e costosi in zone a bassa densità d'utenza molto difficilmente presentano benefici maggiori dei costi) potrebbe trovarsi comunque esposta al rischio di incorrere in penalità. Di conseguenza, si suggerisce l'introduzione di un meccanismo che, attribuendo alle utenze allocate in territori meno abitati il peso 'corretto' ed equivalente a quello assegnato in area urbana, definisca i benefici connessi agli interventi di sviluppo eleggibili a premialità.

S30. Osservazioni in merito alla possibile incentivazione alla realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree omogenee

R30. Si condivide l'orientamento di ARERA di introdurre un meccanismo premiante l'intervento di compensazione delle immissioni di energia reattiva – in via prioritaria – nelle aree omogenee. A tal riguardo, si ritiene che il perimetro temporale per la restituzione dei corrispettivi di energia immessa debba essere pari a 30 mesi considerando i tempi medi necessari tra la scelta di intervenire e la effettiva messa in esercizio dei sistemi.

Inoltre, con riferimento all'individuazione del perimetro temporale, si chiede di chiarirne la modalità di determinazione nel caso in cui non si proceda all'installazione in Cabina Primaria di sistemi di compensazione – la cui data di entrata in esercizio è facilmente identificabile – ma si opti per **soluzioni di compensazione distribuite sulle linee MT** che sono caratterizzate per loro natura da una progressività nell'esplicazione degli effetti.

Si forniranno inoltre, in occasione della consultazione sulla regolazione delle infrastrutture di trasmissione elettrica, osservazioni in merito alle proposte al suo interno sulla regolazione della gestione dell'energia reattiva. Infatti, tali ulteriori proposte devono essere attentamente valutate in sinergia con le proposte qui presentate, affinché si possa delineare un quadro complessivo completo e stabile, in cui i DSO possano pianificare i futuri investimenti di regolazione di tensione e di gestione della reattiva (non già definiti e/o avviati) che meglio possano rispondere alle esigenze del Sistema elettrico nel suo complesso.

Quanto alle Imprese che, non avendo cabine primarie in aree omogenee critiche non hanno previsto investimenti in dispositivi per la gestione dei flussi di reattiva, si rappresenta la necessità che ARERA identifichi un meccanismo regolatorio che consenta la compensazione virtuale dei flussi di energia reattiva anche per cluster funzionali della RTN, al fine di evitare che tali Imprese si trovino costrette a programmare interventi puntuali su tutte le cabine primarie, dispendiosi e di complessa realizzazione, senza poter nemmeno accedere al meccanismo incentivante descritto nella consultazione e destinato esclusivamente agli interventi pianificati nell'ambito delle aree omogenee.

S31. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di qualità commerciale
--

R31. Nessuna osservazione.

S32. Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e di registrazione delle interruzioni

R32. Si chiede conferma del fatto che il sistema di telecontrollo (o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio) debba essere installato sulle linee BT nel punto in cui dette linee si attestano agli impianti MT/BT da cui partono linee BT equipaggiate con interruttori a condizione che per questi interruttori

sia possibile effettuare aperture o chiusure a distanza. In pratica, non vige al contrario l'obbligo di installazione del sistema di telecontrollo se gli interruttori non danno la possibilità di aprire o chiudere a distanza.

S33. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica della presentazione delle istanze al FEERAPS
--

R33. Nessuna osservazione.



www.utilitalia.it

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