
DCO 239/2024/R/COM

**“ORIENTAMENTI IN MATERIA DI SCENARI
PER I PIANI DI SVILUPPO DELLE RETI
ENERGETICHE”**

OSSERVAZIONI UTILITALIA

Osservazioni generali

In relazione ai temi oggetto di consultazione, preme evidenziare in primo luogo come, seguendo gli orientamenti già illustrati da ARERA con il DCO 173/2023, le Imprese distributrici con almeno 100.000 POD – con il coordinamento di Utilitalia - hanno da mesi iniziato un’attività di coordinamento, propedeutica alla redazione dei Piani di Sviluppo, anche riguardo la definizione dei criteri comuni alla base della redazione degli scenari energetici locali.

Tale attività si è innestata nel più ampio lavoro di coordinamento e omogeneizzazione dei contenuti dei Piani di Sviluppo della distribuzione elettrica avviato ai sensi del TIQD e ne è stato illustrato un primo stato di avanzamento agli Uffici di ARERA in un incontro lo scorso mese di maggio.

In tale contesto, è evidente come il presente DCO - andando a incidere su aspetti sui quali è in corso la redazione di una specifica proposta da parte delle Imprese distributrici – appaia quanto meno disallineato con le tempistiche ipotizzate dal Tavolo dei DSO, potenzialmente ritardando le conclusioni dei lavori.

Inoltre, con riferimento alle proposte oggetto di consultazione, rimandando alle risposte agli specifici spunti per gli elementi di dettaglio, si rileva in generale come alcune proposte necessitano di specifici dettagli per una implementazione e le tempistiche prospettate non appaiano coerenti con l’attività di redazione dei PdS 2025 (in alcuni casi già in fase di avviamento preliminare), anche considerando che l’eventuale delibera di definizione delle proposte qui rappresentate non sarà pubblicata verosimilmente in tempi rapidi.

Di seguito si riportano osservazioni puntuali agli spunti presenti nel DCO.

Osservazioni specifiche

S1. Osservazioni in merito alle responsabilità di definizione degli scenari e, in particolare, alla prospettiva di un documento unico di scenario per le reti di distribuzione.
--

R1. Come anticipato in premessa, accogliendo e anticipando l’adozione di quanto previsto dal DCO 173/2023, i DSO > 100.000 POD hanno in corso un Tavolo di lavoro volto a una maggior condivisione e omogeneizzazione delle modalità di predisposizione degli scenari energetici locali. Ai fini di tale attività, dalla quale sta scaturendo un documento comune di criteri e che riprende spunti dei DDS Terna-Snam oltre che dagli altri documenti energetici nazionali (PNIEC), la Task force dedicata ha visto la partecipazione attiva del Politecnico di Milano e il coinvolgimento di RSE in qualità di Soggetto terzo che da tempo collabora con Imprese e Istituzioni proprio alla redazione di ipotesi scenaristiche di sviluppo del Sistema energetico. Sono stati interpellati Organismi terzi in grado di poter apportare utili elementi e acquisita e messa a disposizione documentazione di scenario.

In tal senso, fermo restando le inevitabili peculiarità locali di cui si dovrà tenere conto (incentivi locali, piani di sviluppo della mobilità elettrica comunali, etc.), si ritiene corretto assumere che gli scenari che i DSO coinvolti potranno definire puntualmente per i propri territori saranno comunque coerenti sia con lo scenario

nazionale (DDS Terna-Snam) - in quanto base di partenza adottata comunemente - che con gli altri scenari locali – in quanto redatti seguendo i medesimi criteri e sottoposti a verifica di coerenza in ambito regionale.

A nostro avviso, non appare invece concretamente utile la redazione di un ipotizzato scenario “unico” per le reti di distribuzione in quanto non potrebbe che essere una “collazione” dei singoli scenari predisposti dai singoli DSO, che terranno in conto tutte le specificità dei territori e le valutazioni puntuali che possono invece essere svolte su base locale.

In ogni caso, qualora lo scenario nazionale unico – o scenari anche solo regionali o macroregionali - fosse considerato un possibile schema di informazione delle dinamiche energetiche previste a livello locale, appare necessario definirne puntualmente gli aspetti operativi e appare necessario che ARERA affidi la “regia” dello scenario a Operatori qualificati. Riteniamo che appare alquanto indefinito il riferimento ad un lavoro congiunto o in stretto collegamento tra i DSO.

Si propone a tale proposito ad ARERA, se ritenesse di perseguire tali strumenti e di volere garantire la qualità dei documenti istruttori dei Piani di Sviluppo, in alternativa:

- di elaborare in proprio i criteri delle attività propedeutiche ritenuti necessari ai Piani;
- di riconoscere ai DSO l’extra costo che il complesso di tutte le attività propedeutiche ai Piani stanno determinando in capo ai Gestori interessati. I DSO svolgono già attività in tal senso ma una più dettagliata e strutturata attività, imposta dalla regolazione, comporta extra oneri OPEX finora non considerati e che non possono essere trascurati e non riconosciuti.

Vogliamo ricordare, a proposito di nuove attività e dei relativi costi in capo ai DSO, come nella recente delibera 224/2024, ARERA abbia riportato tra i considerata la seguente:

*“Terna ha evidenziato che lo sviluppo e la gestione del Portale TE.R.R.A. e del Modello di Programmazione Territoriale Efficiente **richiederà il potenziamento delle strutture di Terna per lo svolgimento delle nuove attività attraverso l’assunzione di risorse specializzate e dedicate**. A tal fine, Terna ha riportato **una previsione dei costi operativi sorgenti per le varie fasi del nuovo Modello** relativi sia al potenziamento delle strutture Terna **sia ad eventuali supporti esterni specialistici**: tali costi sono suddivisi per anno nell’arco del triennio 2024-2026 e sono anche riportati i costi operativi attesi a regime.”*

Ed oltre, nei ritenuto:

*“in relazione ai costi del progetto Programmazione territoriale efficiente, **sia necessario prevedere** che la valutazione dei suddetti costi avvenga nell’ambito del processo di valutazione dell’istanza dei parametri ROSS, congiuntamente ai costi incrementali richiesti dalla società attraverso il parametro Z-factor, prevedendo che tali costi, una volta ammessi ai riconoscimenti tariffari, siano soggetti ai meccanismi di efficientamento dei costi operativi previsti dalla regolazione tariffaria ..”.*

Analogha considerazione in merito i DSO si attendono da ARERA, qualora il Regolatore volesse perseguire gli orientamenti espressi nel DCO.

S2. Osservazioni in merito alle tempistiche per la trasmissione e pubblicazione del documento di descrizione degli scenari 2024.

S3. Osservazioni in merito alle tempistiche per la trasmissione e pubblicazione delle edizioni del documento di descrizione degli scenari successive al 2024.

R2. Nessuna osservazione.

R3. Si condivide la proposta di anticipare la pubblicazione dei futuri DDS, in quanto appaiono coerenti con le tempistiche di predisposizione e pubblicazione dei Piani di Sviluppo della distribuzione.

S4. Osservazioni in merito a modalità e tempistiche di coinvolgimento dei distributori e degli stakeholder di cui al paragrafo 6.5.

S5. Osservazioni in merito a contenuti e modalità di raccolta informazioni dagli attuali e potenziali utenti del sistema energetico.

R4. Si condivide l'impostazione di prevedere un maggior coinvolgimento delle Imprese distributrici nelle fasi di predisposizione dei DDS. Lo strumento del coordinamento con i DSO deve, infatti, essere alla base della redazione dei DDS, e non rappresentare un momento consultivo sui risultati preliminari, in quanto i DSO possono contribuire a fornire elementi di input utili alla definizione degli scenari in funzione delle evoluzioni del carico e della generazione sulle proprie reti di distribuzione.

Ovviamente questo coinvolgimento, come indicato nelle premesse, potrà essere realizzato e fattivo solo dai DDS Terna-Snam 2026 ed esplicitare i suoi effetti dai PdS dal 2027.

R5. Nessuna osservazione.

S6. Osservazioni in merito alla definizione degli anni studio di riferimento per il documento di descrizione degli scenari Snam-Terna.

S7. Osservazioni in merito a specifiche ipotesi di breve termine per i Piani della distribuzione.

R6. Nessuna osservazione.

R7. Affinché il DDS sia nella pratica maggiormente fruibile per la redazione degli scenari energetici locali, si condivide la proposta di prevedere un anno target di breve termine (n+3) coerente con le esigenze dei Piani di sviluppo della distribuzione elettrica.

S8. Osservazioni in merito all'individuazione degli scenari e su elementi di differenziazione (variazione delle ipotesi su prezzi delle commodity e variabili macroeconomiche contrastanti) e di coerenza con le scelte energetico-ambientali.

R8. Nessuna osservazione.

S9. Osservazioni in merito alla trasparenza e pubblicazione dei dati di input e output, sia per le informazioni già dettagliate nel presente capitolo, sia per eventuali ulteriori informazioni, insieme alle motivazioni per cui la loro pubblicazione è ritenuta utile.

R9. Si condivide la proposta di rendere disponibili maggiori informazioni sui dati di input e output in quanto utili anche nella predisposizione delle analisi costi benefici che i DSO elettrici sono chiamati a predisporre ai fini dell'accesso ai meccanismi di cui agli artt. 79 e seguenti del TIQD.

Riguardo alla disaggregazione tra impianti "*utility scale*" e "*small scale*" giova tuttavia ricordare che la soglia tra le due categorie è pari a 1 MW: sarebbe quindi opportuno aggiungere una declinazione della classe di impianti "*utility scale*" anche in funzione della rete – di distribuzione o di trasmissione – alla quale saranno connessi.

S10. Osservazioni in merito alle tempistiche per le attività relative agli scenari per i piani di distribuzione.

R10. Con riferimento al "documento di criteri applicativi comuni" che, se ben inteso, dovrebbe rappresentare le linee guida che i DSO seguiranno per la predisposizione degli scenari energetici locali, la tempistica ipotizzata nel DCO (30 novembre degli anni pari) appare non in linea con i processi di pianificazione che i DSO stanno ipotizzando e perseguendo per il Piano 2025. Le tempistiche per il 2024 potrebbero essere riviste prevedendo:

- entro il 30 settembre 2024, l'invio ad ARERA dello schema di "documento di criteri applicativi comuni";
- entro il 30 novembre del 2024, l'invio ad ARERA della versione definitiva del "documento di criteri applicativi comuni" che potrà tenere conto di eventuali aggiornamenti in esito alla pubblicazione dei DDS Terna-Snam 2024;
- entro il 31 marzo 2025 la pubblicazione del documento trasmesso il 30 novembre come allegato al Piano di Sviluppo.

Ciò in coerenza con il lavoro di coordinamento avviato dai DSO e che vede come data di presentazione delle proposte ad ARERA proprio il 30 settembre 2024 (in linea con quanto indicato dal TIQD) nonché di lasciare ai DSO di poter procedere con tempi adeguati alla elaborazione delle Bozze di Piani 2025.

Per le edizioni successive dei Piani, invece, si condivide la proposta di prevedere una scadenza al 30 novembre degli anni pari.

L'ipotesi di prevedere una consultazione pubblica di tale documento metodologico crea preoccupazioni. Questo documento potrà essere soggetto ad eventuale aggiornamento in caso di rilevanti modifiche di contesto individuate dai DSO. In ogni caso, anche qualora l'Autorità perseguisse l'ipotesi – non condivisa dalla Scrivente - di inserirlo tra i documenti posti in consultazione, tenuto conto che tale documento è frutto di un lavoro di coordinamento tra tutti i DSO>100.000 POD, non è ipotizzabile un suo aggiornamento entro i termini per la pubblicazione del Piano definitivo. Pertanto, si ritiene necessario specificare che eventuali contributi da parte di Stakeholder – qualora ritenuti utili – saranno oggetto di approfondimento e di valutazione in occasione della successiva edizione del documento.

In relazione al “documento congiunto degli scenari”, invece, come già illustrato, si ritiene piuttosto utile che i DSO operanti in una medesima Regione verifichino il coordinamento degli scenari locali sviluppati singolarmente per analizzare le ragioni sottostanti le eventuali differenze. Ciò in quanto gli scenari locali, pur prendendo tutti spunto da un medesimo documento nazionale (DDS Terna-Snam), potranno essere diversi, in quanto condizionati da ipotesi sottostanti e condizioni locali specifiche (i.e. politiche di sviluppo delle FER, Piani Energetici Comunali, incentivi locali, piani di sviluppo della mobilità elettrica comunali, etc.). Pertanto, territori sufficientemente contigui e simili potrebbero giungere a esiti di scenari anche differenti per il diverso impatto derivante dalle singole ipotesi sul territorio. In ogni caso qualsiasi ipotesi in relazione a tale documento dovrà necessariamente trovare applicazione a partire dal 2027 (in quanto i tempi del provvedimento che scaturirà dal presente DCO non sono conciliabili con la pianificazione per il 2025) preferibilmente affidandone la “regia” a Operatori qualificati come già proposto allo spunto S1.

S11. Osservazioni in merito al documento e alla metodologia comune delle imprese di distribuzione per identificare le ipotesi di scenario specifiche locali.

S12. Osservazioni in merito alle verifiche di coerenza e all'interazioni con le istituzioni locali.

R11. In relazione alla più volte richiamata attività di coordinamento, si condivide – tenuto conto delle tempistiche – la previsione di rimandare l'eventuale adozione di disposizioni specifiche da parte di ARERA successivamente alla presentazione della proposta di criteri comuni da parte dei DSO e che in ogni caso eventuali interventi abbiano decorrenza a partire dai PdS 2027. Questo in un'ottica di progressivo affinamento dei numerosi strumenti che i DSO stanno implementando.

R12. Per quanto riguarda l'interazione con le istituzioni locali, che si concorda essere fondamentale per una corretta predisposizione degli scenari e conseguente pianificazione degli interventi, preme sottolineare che la stessa, per essere davvero efficace, richiede un intervento da parte dell'Autorità o di altro Soggetto istituzionale.

Anche con riferimento al suggerimento di analizzare le informazioni dei catasti regionali degli impianti termici, si fa presente che in molti casi il reperimento di tali informazioni non viene consentito dagli Uffici regionali (es. Catasto) per motivi legati alla normativa sulla privacy. Si evidenzia, inoltre, che, se il DSO elettrico è un soggetto regolato che deve rispettare le disposizioni di ARERA, la corrispondente istituzione

(Regione, Provincia, etc.) può rispondere a logiche ed esigenze anche solo temporali differenti. Ciò fermo restando che il Piano energetico locale - laddove presente e aggiornato – è tra gli elementi di input che il DSO considererà ai fini della predisposizione dei propri scenari così come il DSO parteciperà agli eventuali tavoli istituzionali convocati dall'istituzione di riferimento.

In merito alle tempistiche e alle modalità, si ritiene importante che:

- possano essere fattivamente attivate con le nuove logiche proposte a partire dalla redazione dei PdS dal 2027;
- siano precedute da un necessario coordinamento tra i DSO per definire congiuntamente le informazioni oggetto di valutazione con le istituzioni locali;
- sia lasciato al singolo DSO la valutazione sulla migliore modalità di interazione con le proprie istituzioni locali di riferimento, caratterizzate da specificità non uguali in tutti i territori.

Rispetto al tema del coinvolgimento delle Imprese distributrici di gas/Stazioni appaltanti, come noto, sono in corso le gare per l'affidamento delle nuove concessioni che in taluni casi prevedono nel bando o nelle offerte dei Partecipanti l'estensione delle reti gas, anche ad aree non ancora metanizzate. In questo caso, ferma restando l'acquisizione dell'informazione – laddove possibile – da parte del DSO elettrico, è necessario che ARERA chiarisca come dirimere eventuali ipotesi di sviluppo delle reti gas non coerenti con gli scenari energetici locali/nazionali. Ammesso che gli scenari energetici locali/nazionali abbiano valore vincolante.

Nel contesto di una prospettica evoluzione della distribuzione gas su base d'ATEM si potrebbero inoltre riscontrare notevoli difficoltà ad ottenere informazioni e un atteggiamento collaborativo da parte dei Distributori gas, i quali difficilmente sarebbero disposti a fornire ad un altro soggetto che non sia un Ente istituzionale (la Stazione Appaltante dell'ATEM), e come tale "neutrale" in termini concorrenziali, i dati necessari a sviluppare lo scenario energetico locale, non essendo peraltro previsto alcun obbligo da parte di tali società. In ogni caso, anche gli ATEM hanno obblighi di riservatezza delle informazioni nelle fasi preliminari alla pubblicazione dei Bandi.

Pertanto, come indicato sopra, risulta opportuno individuare un interlocutore istituzionale che coordini le attività tra le varie Imprese di distribuzione e che garantisca il corretto processo di definizione degli scenari congiunti.

Per un esaustivo sviluppo degli scenari energetici, si ritiene necessario coinvolgere anche i soggetti che gestiscono le **reti di teleriscaldamento**, dal momento che tale vettore energetico ha un impatto, sia attuale che prospettico, non trascurabile in alcune zone del Paese.

Inoltre, in ottica di verifiche di coerenza e di sostituibilità dei consumi del gas con l'energia elettrica, si suggerisce la possibilità di attivare un coordinamento esterno - gestito congiuntamente tra i DSO e con il supporto della Federazione, affidando attività di analisi, ad esempio, a un Ente di ricerca che possa garantire la neutralità e terzietà delle valutazioni.

Infine, sempre con riguardo al tema del coordinamento, come già evidenziato in risposta al DCO 173/2023, 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 sottendente.

S13. Osservazioni in merito alla tempistica di interazione e raccolta di input per la pianificazione delle reti da parte dei soggetti con esigenze di connessione di nuovi carichi o carichi aggiuntivi che vanno a sostituire usi finali dell'energia attualmente non elettrificati.

S14. Osservazioni in merito alle proposte mirate a favorire la localizzazione efficiente dei carichi (nuovi o aggiuntivi) con flessibilità nella scelta della propria localizzazione.

R13. In linea generale, si accoglie con favore la previsione che i DSO rendano disponibili, con modalità da definire, strumenti per l'interazione dei potenziali nuovi utenti e per la raccolta di input in tempi utili per il processo di pianificazione degli interventi di sviluppo. Tuttavia, è importante evidenziare alcuni aspetti critici che potrebbero caratterizzare il processo di interazione in questione e, quindi, la necessità di ricondurre l'esercizio della flessibilità degli utenti a regole precise, stabilite a priori dal Regolatore. Le informazioni fornite dal DSO in tali contesti, infatti, circa la disponibilità di potenza e la tipologia di lavori necessari a garantire la connessione, avrebbero carattere puramente indicativo, riferendosi alle condizioni di rete al momento dell'interazione e, in quanto tale, non sarebbero in alcun modo vincolante per il DSO. In un contesto di scambio informativo, non è previsto alcun impegno formale da parte del Gestore di rete, diversamente da quanto avviene nell'ambito del processo di connessione ordinaria di cui al Testo integrato delle connessioni (TIC). Tali criticità sono recentemente emerse da alcune valutazioni tra DSO e associazioni di categoria, circa la possibilità data ai CPO di presentare istanza di accesso ai fondi PNRR anche in assenza di un preventivo ex TIC.

Per quanto riguarda le tempistiche, si ritiene non percorribile la timeline prevista da ARERA all'art. 13.8, in quanto è necessario definire e pianificare puntualmente tutte le fasi del processo di interazione, raccolta ed elaborazione input. È evidente che un tale processo non possa essere espletato entro il 30 novembre 2024, considerando anche i tempi di pubblicazione della Delibera finale a valle della consultazione ad oggi in corso e la pausa estiva.

R14. Con riferimento all'ipotesi prospettata, si ritiene necessario declinare in modo opportuno le modalità di interazione DSO-Utente al fine di garantire parità di accesso alle eventuali tariffe dedicate a tutti i soggetti potenzialmente interessati. Non è al contrario possibile prevedere che tale attività – che, se ben inteso, si prefigura come precedente all'iter di connessione regolato – sia gestita autonomamente tra le parti, tenuto conto delle ripercussioni tariffarie. Peraltro, è necessario chiarire che tale attività – che richiedendo la valutazione puntuale di potenziali richieste di connessione e non riguardando l'evoluzione aggregata del carico non rientra nel perimetro dell'attività propria di redazione degli scenari energetici – oltre a dover

essere opportunamente regolata a livello di processo e remunerata, dovrà limitarsi solo a quei siti di competenza dello specifico DSO e non anche dei suoi DSO sottesi che possono avere esigenze di sviluppo differenti.

Peraltro, la possibilità di presentare proposte finalizzate ad una localizzazione differente dei carichi è applicabile esclusivamente a soggetti caratterizzati da elevata flessibilità nella scelta della localizzazione del carico. In tale cluster, di fatto, possono rientrare e solo parzialmente Utenti come i CPO, in quanto tale specificità non si ritiene plausibilmente rinvenibile, ad esempio, nell'ambito di riqualificazioni urbanistiche o di carichi derivanti da fabbisogni residenziali o industriali.

Per quanto sopra esposto, appare necessario prevedere un rinvio della proposta a valle di una opportuna definizione della procedura e quindi applicarla almeno a partire dai PdS 2027.

Relativamente alla possibilità per il Distributore di offrire alle risorse dotate di flessibilità **tariffe dedicate e incentivanti**, si ritiene opportuno che l'Autorità fissi **specifici criteri e regole di adesione** che consentano di **conciliare efficacemente** tale proposta con l'orientamento previsto dalla **normativa europea e italiana (in particolare Direttiva Europea 944/2019, DCO 322/2019/R/eel e Delibera 352/2021/R/eel)** in relazione all'**approvvigionamento di risorse di flessibilità** attraverso **meccanismi di mercato**. Il suddetto sistema tariffario incentivante, così come prefigurato in questa fase di consultazione, comporterebbe un approccio nella gestione delle utenze estremamente statico che contrasta con la veloce dinamica dello sviluppo nelle connessioni di utenti attivi e passivi sulle reti di distribuzione, soprattutto in ambito metropolitano. Si ravvede il **rischio** che le utenze, proprio in conseguenza del tipo di strumento tariffario prospettato da ARERA, **non** sarebbero in alcun modo **stimolate** ad adottare le **soluzioni tecnologiche** (ad esempio sistemi di accumulo, e sistemi di gestione ottima delle risorse EMS) che negli ultimi anni risultano **sempre più performanti e accessibili** dal punto di vista **economico**.

S15. Osservazioni in merito alla pubblicazione, anche su piattaforma digitale, di mappe di capacità della rete di distribuzione (hosting capacity e load capacity).

S16. Osservazioni in merito alle tempistiche e agli approcci da adottare nelle prime fasi di pubblicazione delle mappe di capacità (indicativamente corrispondenti all'anno 2025).

R15. In linea generale si ritiene che debba essere approfondito dettagliatamente il fine e le caratteristiche delle mappe proposte. Partendo dal perimetro dei DSO coinvolti (in prima battuta i DSO > 100.000 POD e successivamente tutti i DSO di riferimento), il DCO lascia un'area di indeterminatezza per quanto riguarda la realizzazione di tali mappe nei territori gestiti da DSO sottesi. Questa situazione rispecchia la complessità già affrontata durante la creazione delle mappe per le CER, dove l'attività era richiesta a tutti i DSO di riferimento e il coordinamento con i DSO sottesi si è rivelato estremamente complesso.

La definizione delle mappe relative alla *hosting capacity* appare ancora più complessa, in quanto richiede analisi specifiche sulle reti che non possono essere semplificate o generalizzate. Pertanto, riteniamo necessario chiarire – in un apposito tavolo di lavoro complessivo - come verranno gestite queste mappe nei territori di competenza dei DSO sottesi, per evitare che questi territori rimangano esclusi o, in alternativa,

che venga richiesto ai DSO di riferimento di effettuare analisi su aree al di fuori della loro competenza, basandosi su dati forniti da altri DSO senza la possibilità di verificarne l'accuratezza. È pertanto necessario che venga stabilito un criterio che tenga conto delle peculiarità di tutti i DSO coinvolti, garantendo così un approccio equo e funzionale per la realizzazione di queste mappe.

R16. Con riferimento alle tempistiche, non appare tecnicamente e metodologicamente possibile prevedere una prima pubblicazione delle mappe già a marzo 2025. La predisposizione delle stesse potrà, infatti, avvenire solo a valle di un coordinamento tra le esigenze di ARERA (per conto dei potenziali Utenti interessati) e dei DSO volto a uniformare le modalità di determinazione di *hosting capacity* e *load capacity* e di individuazione delle informazioni utili per la pubblicazione rispetto alle finalità attese. Nel medesimo tavolo potrebbe essere approfondito anche l'utilizzo futuro delle mappe previsive, soprattutto in considerazione delle numerose difficoltà legate alla loro realizzazione legate ai modelli predittivi da implementare. A tal riguardo, si sottolinea che le informazioni fornite attraverso le mappe sono da intendersi come indicative in quanto, coerentemente con il mandato prioritario della continuità del servizio, il DSO deve preservare margini di tolleranza necessari a garantire l'esercizio della rete a fronte di imprevedibili condizioni di criticità.

Inoltre, giova ricordare che la predisposizione delle mappe CER è stata effettuata avendo - già prima della pubblicazione del TIAD - avviato un confronto preventivo con ARERA sulle modalità di perimetrazione dei territori e concordato le informazioni da pubblicare. Tutto considerato, tale attività ha richiesto oltre 1 anno di lavoro – con il supporto tecnico e metodologico del Polimi, contrattualizzato da Utilitalia - ed era volta a realizzare mappe “convenzionali” mentre nella proposta riportata nel DCO si richiede la costruzione di mappe che devono tenere in conto la situazione reale della rete – sia attuale che prospettica – e le relative analisi dei profili di carico.

Da ultimo, si ritiene non particolarmente utile la richiesta di distinzione di quattro differenti scenari quali "*diurna estiva, diurna invernale, notturna estiva e notturna invernale*" in quanto il DSO, applicando la miglior cautela e logica progettuale possibile, già provvede a pianificare e verificare la propria rete con riferimento ai due scenari estremi che sono rispettivamente quello di massimo carico e minima generazione (con riferimento alla "*load capacity*") e quello di massima generazione e minimo carico (con riferimento alla "*hosting capacity*"). Anche per tale aspetto, si rimanda a uno specifico approfondimento da parte del tavolo di lavoro sopra richiamato.

S17. Osservazioni in merito alla pubblicazione dei dati di stato della rete e degli output delle analisi di scenario.
--

R17. Si ritiene opportuno valutare la definizione da parte di ARERA di un set di KPI – valido per tutti i Distributori – che dovrà essere adeguatamente pubblicizzato e condiviso con i diversi stakeholder, al fine di mettere a fattor comune lo stato della rete e degli output delle analisi di scenario. Tali KPI dovrebbero essere costruiti in modo da non dare evidenza di informazioni sensibili (incluse quelle di tipo commerciale) e, pertanto, potrebbero essere una ri-elaborazione dei dati disponibili (es. aggregazione, rapporti, etc.), escludendo, in particolare, l'esposizione puntuale e dettagliata di quelli territoriali.



www.utilitalia.it

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