

## Risposta al

### DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ARERA 239/2024/R/com

#### Orientamenti in materia di scenari per i Piani di Sviluppo delle reti energetiche

##### Osservazioni generali

Da un punto di vista generale, Enel concorda con l'orientamento dell'Autorità di voler approcciare la pianificazione infrastrutturale mediante una visione sistemica e coordinata tra TSO e DSO delle differenti infrastrutture energetiche, mutuando questo medesimo approccio anche alle attività di definizione degli scenari energetici di medio e lungo periodo, nell'ambito dei quali si collocano le valutazioni dei benefici e dei costi degli interventi di sviluppo.

Del resto, tale requisito deriva dal crescente dinamismo, dalla maggiore incertezza e dalla accresciuta complessità del contesto in cui, come riconosciuto dalla stessa Autorità, in particolare i distributori elettrici sono chiamati a operare ai fini del raggiungimento degli obiettivi posti dalla transizione energetica, per cui si rende inoltre necessario uno sforzo finanziario e operativo senza precedenti.

In particolare, Enel accoglie con favore l'orientamento di ARERA di voler prevedere un più efficace e puntuale coinvolgimento e una diffusa partecipazione degli *stakeholder* nel processo di predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, con particolare riferimento al riconoscimento della centralità del ruolo dei gestori delle reti di distribuzione.

Riguardo all'attività di definizione degli scenari per i piani nazionali di trasmissione elettrica e di trasporto gas, si ritiene di particolare importanza che le informazioni di scenario fornite nell'ambito dei piani delle reti di trasmissione debbano localmente essere integrate con previsioni specifiche relative alle reti di distribuzione, tenendo così in conto peculiarità e tipicità territoriali afferenti alle suddette reti.

Inoltre, in merito agli orientamenti su trasparenza e modalità di pubblicazione dei dati di input e output, espressi nel capitolo 9 del presente DCO, con riferimento alle previsioni ipotizzate dall'Autorità di introdurre disposizioni di pubblicazione di informazioni di output aggiuntive rispetto a quanto già effettuato per prassi da Terna, riguardo alla ipotizzata disaggregazione delle analisi riferite a impianti di produzione e di accumulo c.d. "*utility scale*"

e c.d. “*small scale*”, appare importante per i gestori della distribuzione comprendere quali siano le soglie in termini di potenza per l'identificazione dei suddetti *cluster* di impianti.

Venendo poi agli orientamenti riguardanti la definizione di ipotesi di scenario per i piani di sviluppo della rete di distribuzione elettrica, di cui alle Parte III del DCO in oggetto, con riferimento alle tempistiche ipotizzate per le attività di predisposizione degli scenari a livello locale sulle reti di distribuzione, si ritiene che i tempi posti in consultazione siano piuttosto stringenti e sfidanti per le imprese.

Come si approfondirà meglio in risposta agli specifici spunti di consultazione, un'ipotesi che consentirebbe una più efficace attività di predisposizione dei piani di sviluppo e dei relativi scenari previsionali, sarebbe quella di prevedere l'emissione, da parte dei DSO, dell'ipotizzato documento contenente i criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario nel corso dell'ultimo trimestre del 2025.

Tale documento dei criteri applicativi comuni dovrebbe essere preceduto dall'emissione delle linee guida per l'identificazione dei criteri applicativi comuni, finalizzate alla definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario, che potrebbe avvenire entro il 30 novembre 2024. I successivi aggiornamenti dei criteri comuni avverrebbero, poi, entro il 30 novembre degli anni pari a partire dal 2026, seguendo le tempistiche proposte dal DCO.

Appare altresì complessa e di ardua applicazione l'ipotesi avanzata dall'Autorità di predisporre, entro il medesimo orizzonte temporale, anche il documento contenente lo scenario comune per le reti di distribuzione dell'energia elettrica.

La pubblicazione di tale documento sugli scenari energetici dovrebbe, invece, avvenire in maniera coordinata laddove ce ne sia una effettiva necessità in termini di compresenze tra imprese di distribuzione, garantendo al contempo la coerenza degli scenari a livello nazionale. Sarebbe, pertanto, auspicabile un intervento da parte dell'Autorità per favorire il coordinamento tra le Istituzioni che producono scenari energetici sui territori di competenza (ad esempio: Ministero con i piani nazionali quali il PNIEC appena aggiornato vs. Regioni con eventuali piani regionali, oppure piani regionali rispetto a eventuali iniziative locali di singole amministrazioni comunali) in modo tale da poter garantire una coerenza complessiva anche con gli scenari dei DSO. Riteniamo che soltanto a valle di tale fondamentale coordinamento tra istituzioni potrà essere possibile la predisposizione di un documento comune di scenari a livello della rete di distribuzione nazionale. Ciò non esclude che, in continuità con quanto fatto nei precedenti piani di sviluppo, ciascun distributore possa

procedere nella predisposizione di scenari validi sulla rete di competenza coordinandosi con gli scenari delineati dai TSO.

Inoltre, riguardo all'orientamento dell'Autorità di voler prevedere una fase di condivisione delle previsioni di crescita del carico da parte di utenti della rete quali i CPO, si accoglie con favore la volontà di ARERA di introdurre strumenti (anche tariffari) atti a meglio orientare le previsioni di crescita del carico da parte di tali soggetti e più in generale ottimizzare l'integrazione in rete delle Infrastrutture di Ricarica (IdR), anche attraverso un potenziamento degli strumenti esistenti. Questo anche alla luce delle attività di coordinamento in essere tra distributori e CPO in ambito di task force sulla mobilità e delle istanze emerse dagli stessi gestori delle infrastrutture di ricarica in tale ambito.

Tuttavia, al fine di evitare un'applicazione non oggettiva di tale strumento tariffario, si ritiene necessario definire univocamente le procedure, gli strumenti e i criteri con cui possano essere identificate le fattispecie di utenze interessate, anche a fronte di eventuali soluzioni alternative proposte dal DSO. Ad esempio, si potrebbe prevedere tale soluzione nell'ambito delle attività di preventivazione da parte del DSO stesso.

Infine, con riferimento alla ipotizzata richiesta di predisposizione e pubblicazione delle mappe di *hosting* e *load capacity* da parte delle imprese di distribuzione, per quanto si ritenga che si tratti di uno strumento utile a fornire una maggiore trasparenza e a garantire un uso efficiente della rete di distribuzione, si ritiene che le previsioni ipotizzate e i tempi avanzati in consultazione non siano allo stato attuale fattibili. Come si approfondirà meglio nelle risposte agli spunti di consultazione dedicati, si propone, in alternativa, di ottimizzare il processo di implementazione delle attività valorizzando gli strumenti già previsti dalla regolazione e attualmente disponibili sui siti internet delle imprese di distribuzione.

### **Risposte agli spunti di consultazione**

Ad integrazione di quanto già esposto nel precedente capitolo di osservazioni generali, si riportano di seguito le risposte agli specifici spunti di consultazione.

**S 1. 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.**

Con riferimento al punto 4.7 lettera b (*“... le imprese distributrici (per ora solo del settore elettrico e con almeno 100.000 clienti finali) si occupino congiuntamente, o comunque almeno in stretto coordinamento, della definizione delle ipotesi specifiche locali, partendo dalle ipotesi a livello nazionale (o europeo) adottate da Snam e Terna...”*) si ritiene che, per lo sviluppo delle ipotesi specifiche locali, sia necessario conoscere preventivamente le ipotesi a livello nazionale – come, ad esempio, la ripartizione della nuova potenza di generazione distribuita (GD) per livello di tensione – affinché le imprese di distribuzione possano poi declinarle a livello locale e verificarne la coerenza.

Con riferimento all’articolo 4.9 e in particolare, al punto in cui si afferma *“per la potenzialmente modesta rilevanza delle ipotesi specifiche locali di distribuzione per le attività di trasporto/trasmissione”*, si ritiene che le imprese di distribuzione possano fornire *“bottom-up”* il loro contributo in termini di ipotesi specifiche locali sulla rete di distribuzione; ciò, in particolare, in virtù del fatto che le previsioni di potenza di nuova generazione distribuita attese localmente sulla rete di distribuzione, sono già molto significative e richiedono la realizzazione di nuovi impianti primari e il potenziamento di impianti esistenti, impattando conseguentemente in modo importante sulla RTN.

**S 2. Osservazioni in merito alle tempistiche per la trasmissione e pubblicazione del documento di descrizione degli scenari 2024.**

**S 3. Osservazioni in merito alle tempistiche per la trasmissione e pubblicazione delle edizioni del documento di descrizione degli scenari successive al 2024.**

Si ritiene preferibile anticipare la data di pubblicazione del prossimo DDS Terna-Snam al 30 giugno 2026, con successivi aggiornamenti ogni due anni, ciò al fine di consentire una migliore e più efficace attività di programmazione e di coordinamento da parte dei DSO.

Per le modalità di gestione delle interlocuzioni tra gestori delle reti di trasmissione elettrica e trasporto gas e le imprese di distribuzione elettrica in fase di predisposizione del DDS, si rimanda alle osservazioni riportate in risposta al successivo spunto S4.

#### **S 4. Osservazioni in merito a modalità e tempistiche di coinvolgimento dei distributori e degli stakeholder di cui al paragrafo 6.5.**

Con riferimento agli orientamenti contenuti nel paragrafo 6.5 del DCO, si ritiene opportuno procedere con l'opzione d) *“sessioni di interazione specificamente dedicate al confronto con i gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, in relazione alla necessità di supportare l'identificazione di ipotesi specifiche locali in particolare con riferimento allo sviluppo atteso della produzione di energia elettrica locale e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici”*, al fine di comprendere più attivamente anche i DSO nel processo di sviluppo degli scenari nazionali.

In alternativa si propone di proseguire con l'attuale approccio di workshop a inviti, come riportato nella soluzione b) posta in consultazione.

#### **S 5. Osservazioni in merito a contenuti e modalità di raccolta informazioni dagli attuali e potenziali utenti del sistema energetico.**

Relativamente al paragrafo 6.6 del DCO in oggetto (*“...l'Autorità è inoltre orientata a disporre che Snam e Terna prevedano la somministrazione di un questionario – o altre forme di interlocuzione – con tutti i possibili (attuali e potenziali) utenti del sistema energetico a livello “utility-scale”...”*), si ritiene preferibile che lo strumento di raccolta delle informazioni sia coordinato da un soggetto istituzionale attraverso un processo più formale e articolato, che possa adeguatamente coinvolgere anche gli altri *stakeholder* istituzionali per la condivisione dei relativi input di scenario. Infatti, si ritiene opportuno che gli enti locali siano sensibilizzati, anche tramite iniziative delle istituzioni centrali, e condividano preventivamente e in modo strutturato i relativi piani energetici con i DSO e TSO. In merito si ricorda inoltre che la definizione di impianti Utility Scale comprende gli impianti di potenza superiore a 1 MW, ricomprendendo pertanto anche impianti che vengono connessi alle reti di media tensione di gestione del distributore.

Con riferimento al tema del coordinamento, si riporta, ad esempio, l'esperienza in materia di *Cold Ironing*, in cui il MIT con il supporto di Cassa Depositi e Prestiti, ha coordinato la raccolta delle informazioni inerenti l'elettrificazione dei porti.

Con l'occasione, si fa presente che lo stesso approccio di coinvolgimento degli *stakeholder* interessati dovrebbe essere seguito anche nell'ambito dell'elaborazione del Documento fabbisogni relativo al MACSE: si chiede infatti che il documento fabbisogni sia sottoposto a consultazione pubblica, soprattutto con riferimento ai volumi di accumulo da

approvvigionare, ai criteri utilizzati per la definizione degli stessi e alla relativa progressione temporale. In particolare, approfittiamo della presente consultazione per sottolineare che i fabbisogni di accumulo da soddisfare attraverso le aste MACSE dovranno necessariamente essere coordinati con lo sviluppo effettivo che avranno le FER nei prossimi anni, sia in termini di capacità installata sia in termini di posizionamento geografico (in linea con quanto previsto dall'ultima versione del PNIEC notificata alla Commissione europea).

A tal fine, le aste MACSE dovranno essere svolte successivamente alle aste FER, proprio per coordinare il fabbisogno di accumuli con lo sviluppo della capacità rinnovabile che emergerà di volta in volta con le aste FER.

#### **S 6. Osservazioni in merito alla definizione degli anni studio di riferimento per il documento di descrizione degli scenari Snam-Terna.**

Si condivide la proposta di ARERA di allineare gli anni studio del DDS Terna – Snam alla disciplina europea, nell'ottica di favorire una maggiore armonizzazione.

In merito invece allo scenario di breve termine (y+3), in generale si ritiene utile che i TSO pubblichino almeno uno scenario di breve termine, ulteriore rispetto a quelli proposti da ACER e riportati nel capitolo 7 del DCO. Questa richiesta è coerente con quanto indicato nel paragrafo 7.12 in cui si prevede che i TSO debbano fornire uno scenario di breve termine alle imprese distributrici (y+3) ed allinea/armonizza dunque le previsioni per entrambi i settori.

Inoltre, sempre con riferimento al settore elettrico, tra gli “elementi di prospettiva” al 2050 di cui al punto 7.7 del DCO sarebbe opportuno includere anche i seguenti elementi: domanda elettrica, mix di capacità, mix di generazione, storage, elettrolizzatori.

#### **S 7. Osservazioni in merito a specifiche ipotesi di breve termine per i Piani della distribuzione**

Si concorda con la proposta di definire delle ipotesi di breve termine, con particolare riferimento alla velocità di introduzione delle nuove tecnologie, che possano essere prese in considerazione per la redazione dei piani quinquennali dei DSO.

**S 8. 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.**

Rispetto ai requisiti di coerenza tra la redazione degli scenari e gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico, auspichiamo che lo scenario a politiche correnti, già a partire dal DDS 2024, sia del tutto allineato con le indicazioni del PNIEC, nonché con gli altri strumenti di policy emanati.

**S 9. 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.**

Relativamente al paragrafo 9.11 del presente DCO (*“Oltre alle prassi già in uso da parte di Terna, ai fini di fornire input fruibili da parte delle imprese distributrici per le proprie analisi di pianificazione, sarebbero pubblicati...”*), e più in generale per lo sviluppo degli scenari, si suggerisce che i DSO possano avere la possibilità di accedere a dati prospettici di maggior dettaglio di altri soggetti istituzionali (ad esempio una declinazione territoriale di maggior dettaglio degli scenari di Terna) al fine di migliorare la declinazione locale degli scenari energetici.

Inoltre, in linea con la risposta allo spunto S4, si ritiene condivisibile la pubblicazione dei dati di input anche ai fini della loro consultazione e, per quanto riguarda Snam, anche dei dati di output. Questo permetterebbe una maggiore trasparenza dei dati utilizzati alla base degli scenari e per la valutazione degli interventi in base ad alcuni dati di input (es. scenario prezzi).

**S 10. Osservazioni in merito alle tempistiche per le attività relative agli scenari per i piani di distribuzione.**

Con riferimento al paragrafo 11.1 del presente DCO, che riguarda la *predisposizione congiunta da parte delle imprese distributrici, di un documento degli scenari per le reti di distribuzione dell'energia elettrica, opzionalmente già nel 2025*, si ritiene che, entro il 30 novembre 2024, possano essere definite le linee guida per l'identificazione dei criteri applicativi comuni finalizzate alla definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario, piuttosto che la finalizzazione del documento dei suddetti criteri comuni, come invece ipotizzato nel presente DCO.

Di conseguenza, la pubblicazione del documento per la definizione dei criteri applicativi comuni avverrebbe successivamente, orientativamente nell'ultimo trimestre 2025. I successivi aggiornamenti avverrebbero entro il 30 novembre degli anni pari a partire dal 2026, come proposto dal DCO.

Tuttavia, come già anticipato nelle osservazioni generali, con riferimento alla pubblicazione di un documento sugli scenari energetici si ritiene che questa dovrebbe, invece, avvenire in maniera coordinata laddove ce ne sia una effettiva necessità in termini di compresenze tra imprese di distribuzione, garantendo al contempo la coerenza degli scenari a livello nazionale. Sarebbe, pertanto, auspicabile un intervento da parte dell'Autorità per garantire il coordinamento tra le Istituzioni che producono scenari energetici sui territori di competenza in modo tale da poter garantire una coerenza complessiva anche con gli scenari dei DSO. Soltanto a valle di ciò sarà possibile valutare la predisposizione di un documento comune di scenari a livello della rete distribuzione che sia coerente e realmente armonizzato e non rifletta invece eventuali disallineamenti o incoerenze derivanti da un eventuale mancato coordinamento tra le diverse istituzioni nazionali e locali con potere sulla materia energetica.

**S 11. Osservazioni in merito al documento e alla metodologia comune delle imprese di distribuzione per identificare le ipotesi di scenario specifiche locali.**

In relazione al paragrafo 12.2 del DCO in oggetto, che affronta la sostituzione di energia elettrica e gas naturale, *il documento sottolinea l'importanza dell'interazione tra imprese distributrici di energia elettrica e imprese distributrici di gas naturale o le stazioni appaltanti*, la scrivente Società ritiene che possa risultare complesso e particolarmente articolato, per alcuni DSO (come ad esempio e-distribuzione), coinvolgere i distributori di gas o le stazioni appaltanti che gestiscono la rete di distribuzione del gas di alcune città.

Pertanto, si ritiene che i DSO con una distribuzione geografica maggiore, oltre a tenere in considerazione quanto delineato negli scenari di Terna e Snam che già declinano le ipotesi più probabili di sostituzione elettrico/gas, per un più efficace perseguimento degli obiettivi, possano interloquire con i principali distributori del gas e le associazioni di settore interessate.



**S 12. Osservazioni in merito alle verifiche di coerenza e all'interazioni con le istituzioni locali.**

Con riferimento al paragrafo 12.9 del DCO, che riguarda la valutazione della *penetrazione attesa della nuova generazione su rete MT e su rete BT da parte dei DSO*, si sottolinea che tale valutazione potrà essere effettuata solamente a valle della definizione dei criteri comuni per lo sviluppo degli scenari redatti dai DSO.

Inoltre, anche per migliorare l'efficacia delle iniziative di coinvolgimento delle Istituzioni si evidenzia nuovamente la necessità di una sensibilizzazione, e col supporto di Codesta Autorità, delle diverse Istituzioni preposte alla redazione di piani energetici locali e nazionali e delle conseguenti ipotesi di penetrazione e localizzazione delle diverse tecnologie con impatto sulle reti elettriche, ad un maggiore e tempestivo coordinamento tra loro e con i gestori delle reti energetiche presenti sui rispettivi territori di competenza.

**S 13. 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 addizionali che vanno a sostituire usi finali dell'energia attualmente non elettrificati.**

**S 14. Osservazioni in merito alle proposte mirate a favorire la localizzazione efficiente dei carichi (nuovi o addizionali) con flessibilità nella scelta della propria localizzazione.**

Con riferimento all'orientamento posto in consultazione (rif. Art. 13) relativo all'ipotesi di una finestra temporale per l'interazione con gli *stakeholder* per la raccolta di input da parte delle imprese distributrici, in cui in particolare dovrebbero essere comunicate anche le previsioni di installazione da parte di potenziali utenti della rete, si ritiene che tali tempistiche e modalità di raccolta delle informazioni debbano essere definite in maniera coerente con le attività previste per il PNRR nell'ambito dell'installazione di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici.

In particolare, si fa presente che i bandi PNRR prevedono già, per ciascuna delle fasi di assegnazione, delle specifiche finestre temporali per l'interazione con i CPO nell'ambito delle quali vengono scambiate informazioni in merito anche a previsioni di installazione dei punti di ricarica, con specifica profondità temporale.

Pertanto, anche in ottica di ottimizzazione delle attività in essere in ambito PNRR, sia da parte delle imprese di distribuzione che dei CPO, si ritiene che le previsioni in merito all'apertura di ulteriori finestre temporali e modalità di raccolta input per la localizzazione dei

carichi dovrebbero essere introdotte successivamente all'assegnazione dell'ultimo dei bandi PNRR.

Con riferimento alla granularità dei dati di input, si fa presente che oltre all'ipotizzata profondità spaziale andrebbe considerata anche una dimensione geografica adeguata. Nello specifico, rispetto all'ipotizzato meccanismo di valutazione dell'effetto di "sovradimensionamento" (rif. 13.15) andrebbe pertanto previsto un vincolo non soltanto in termini di potenza ma anche di geografia (i.e. vincolo per provincia).

Inoltre, si ritiene necessario prevedere una modalità condivisa e uniformata per la raccolta degli input da parte degli stakeholder (ad esempio tramite questionari pre-compilati), in linea con la prassi già adottata dai TSO europei.

Infine, per garantire un maggiore coinvolgimento degli stakeholder e, al tempo stesso, assicurare una migliore affidabilità degli input raccolti da parte delle imprese di distribuzione, si ritiene necessario prevedere una opportuna modalità di partecipazione a queste attività di raccolta input da parte dei futuri utenti della rete di distribuzione, ad esempio definendo opportune procedure e formati standard per fornire dati previsionali in particolare per utenti al di sopra di determinate soglie in termini di numerosità, potenza e livello di tensione delle richieste di connessione.

Inoltre, per quanto riguarda l'ipotizzata tariffa specifica MT per la localizzazione efficiente dei carichi, al fine di evitare un'applicazione non oggettiva della stessa, si rende necessario definire univocamente i criteri in cui possano ricadere tali casistiche a fronte di eventuali soluzioni alternative proposte dal DSO, nonché i criteri sulla base dei quali i DSO si devono basare per fornire soluzioni alternative e le modalità con la quale gestire tale scambio di informazioni. Ad ogni modo, a titolo di esempio, si potrebbe prevedere tale soluzione nell'ambito delle attività di preventivazione da parte del DSO.

Inoltre, per quanto attiene alla proposta di introdurre una specifica tariffa per le utenze in MT che accettano le proposte di localizzazione del DSO, si ritiene che debbano essere previsti adeguati tempi di implementazione (minimo 9 mesi dalla pubblicazione della Delibera) al fine di consentire agli operatori di effettuare le modifiche necessarie ai sistemi.

Infine, in caso di sovra o sottodimensionamento accertato in fase di verifica a consuntivo, l'esclusione dalla tariffa agevolata non dovrà avere effetto retroattivo a decorrere dalla data di invio degli input, ma dovrà decorrere dalla prima fattura utile rispetto al momento in cui è stato accertato lo scostamento dal dato previsionale che era stato fornito.

## **S 15. Osservazioni in merito alla pubblicazione, anche su piattaforma digitale, di mappe di capacità della rete di distribuzione (*hosting capacity* e *load capacity*).**

Con riferimento agli orientamenti relativi alla pubblicazione delle mappe di capacità della rete di distribuzione (*hosting capacity* e *load capacity*) come già segnalato nelle considerazioni generali si condivide l'orientamento di fornire informazioni agli utenti delle reti attuali e futuri sullo stato delle infrastrutture; per una maggiore efficienza e per ridurre il rischio di confusione negli stakeholder già abituati ad usare da oltre 10 anni alcuni strumenti, si propone di prendere in considerazione in prima istanza proprio gli strumenti già disponibili e introdotti dalla regolazione o dall'iniziativa dei gestori di rete, anche valutandone prospetticamente eventuali ottimizzazioni o evoluzioni.

In particolare:

- Per le mappe di *hosting capacity*: al fine di avere una valutazione qualitativa della disponibilità di rete residua, in ottemperanza a quanto previsto dalla regolazione TICA vigente (articolo 4.2), e-distribuzione rende disponibile online sul proprio sito internet la mappa delle c.d. "Aree Critiche"<sup>1</sup>, quale strumento a disposizione di tutti i clienti che desiderano connettere impianti di produzione alla rete di distribuzione e attraverso il quale è possibile ottenere, in maniera interattiva e immediata, le indicazioni qualitative riguardo la disponibilità della capacità di rete, attraverso una classificazione delle aree territoriali per livello di criticità.

In aggiunta, sulla stessa pagina web di e-distribuzione, sono disponibili maggiori informazioni in merito alla capacità di rete, con un dettaglio al livello dei singoli trasformatori AT/MT delle Cabine Primarie alimentanti uno specifico Comune.

La suddetta rappresentazione integra le informazioni previste dall'art. 4.2 lettera c) del TICA per le aree critiche e le inversioni di flusso, fornendo indicazioni più puntuali del grado di saturazione. In particolare, attraverso tale strumento il grado di saturazione è valutato mensilmente a livello di singoli trasformatori AT/MT di Cabina Primaria di e-distribuzione, tenendo conto della potenza di carico minima, in situazione di normale esercizio (assetto standard), registrata sulla specifica sezione

---

<sup>1</sup> Aree territoriali corrispondenti ai criteri identificati all'articolo 4.2 comma c) del TICA (Allegato A alla Deliberazione 99/08 e s.m.i.)

AT/MT nell'anno "n-1", della potenza relativa agli impianti di generazione connessi nell'anno corrente alla data di aggiornamento sotto riportata, e, infine, della potenza relativa alle richieste di connessione di impianti di generazione in corso di validità, anch'essa con riferimento alla data di aggiornamento sotto riportata. Selezionando il Comune di interesse, vengono mostrati i trasformatori AT/MT di e-distribuzione alimentanti il Comune stesso, con il relativo grado di saturazione, classificato in ordine crescente.

Tale rappresentazione non fornisce indicazioni su possibili criticità o condizioni di saturazione locali della rete di distribuzione MT o BT sottesa a tale sezione AT/MT; per ogni connessione è, infatti, necessario effettuare puntualmente tutte le opportune verifiche di connessione (es. violazione di tensione, contributo alle correnti di corto circuito, disponibilità di stalli liberi, etc).

- Per quanto riguarda la *load capacity*, si evidenzia che i principali carichi "flessibili", in termini di localizzazione geografica, attesi sulla rete di distribuzione sono rappresentati dalle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica. Per tali carichi, la capacità residua AT/MT potrebbe non essere una informazione significativa, in quanto queste fattispecie necessitano di informazioni più localizzate.

Si propone, quindi, di sfruttare quanto già in essere in termini di applicativi messi a disposizione dalle imprese di distribuzione, che forniscono indicazioni di massima per l'installazione delle singole infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici.

Inoltre, si fa presente che il processo di ottimizzazione del posizionamento delle infrastrutture di ricarica (IdR), come previsto al Capitolo 13 del presente DCO, favorirà già di per sé la connessione delle IdR e un migliore inserimento nella rete. Inoltre, come già anche evidenziato nella risposta allo spunto di consultazione S14, si rende necessario definire univocamente i criteri con cui sia possibile definire l'accesso alla tariffa agevolata, nell'ottica di meglio incentivare una ottimizzazione dell'allocazione delle IdR sulla rete di distribuzione. Tale tematica potrebbe, ad esempio, essere affrontata nell'ambito del Focus Group sulla mobilità elettrica.

**S 16. Osservazioni in merito alle tempistiche e agli approcci da adottare nelle prime fasi di pubblicazione delle mappe di capacità (indicativamente corrispondenti all'anno 2025)**

Con riferimento al paragrafo 14.19 *“Per quanto riguarda le modalità di pubblicazione, l’Autorità ritiene che, a tendere, debba essere pubblicata un’unica mappa di capacità per l’intera rete di distribuzione su piattaforma digitale...”* si ritiene che lo sviluppo di una mappa unica sia di difficile realizzazione e preveda costi elevati che non ne giustificano il valore aggiunto. D'altronde tali informazioni, così come descritto sopra, sono già ad oggi disponibili sui siti internet delle diverse imprese di distribuzione e pertanto eventuali ulteriori implementazioni potranno essere svolte in maniera più efficiente direttamente sui portali esistenti.

Inoltre, si ritiene che la messa a disposizione di eventuali informative aggiuntive rispetto a quanto riportato nello spunto S15 del DCO, possa avvenire entro marzo 2027, in linea con le tempistiche definite per il futuro piano di sviluppo, in modo tale da poter predisporre i necessari sviluppi informatici.

#### **S 17. Osservazioni in merito alla pubblicazione dei dati di stato della rete e degli output delle analisi di scenario**

Non si hanno specifiche osservazioni in merito, ma si fa presente, a tal proposito, che la pubblicazione del rapporto annuale degli output ai sensi del TIQD costituisca già uno strumento adeguato a consentire la trasparenza dei dati di stato della rete.