

**Osservazioni Motus-E al documento di consultazione 239/2024/R/eel**

***"ORIENTAMENTI IN MATERIA DI SCENARI***

***PER I PIANI DI SVILUPPO DELLE RETI ENERGETICHE"***

Motus-E è la prima associazione italiana che racchiude i principali stakeholder industriali, commerciali e accademici della mobilità elettrica ([www.motus-e.org](http://www.motus-e.org)). L'Associazione, fondata nel 2018, ad oggi conta quasi 90 associati tra costruttori di auto, utilities, operatori di infrastrutture di ricarica (CPO), fornitori di infrastrutture elettriche e di ricarica, filiera delle batterie, società di noleggio, oltre a numerosi partner come università, associazioni ambientaliste e associazioni di consumatori.

Motus-E accoglie con favore la possibilità di condividere commenti e proposte al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica, assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche, garantendo:

- l'agevolazione della connessione dei punti di ricarica siano essi ad accesso pubblico ovvero privati;
- misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.

Esprimiamo quindi apprezzamento per il presente documento di consultazione, che offre un'importante occasione di riflessione e di confronto sui temi inerenti all'elettrificazione dei consumi nel nostro Paese, anche attraverso la condivisione di scenari di sviluppo della rete e l'integrazione di informazioni proveniente da diversi stakeholder. Riteniamo che la pianificazione e la messa a fattor comune dei dati sia la chiave per uno sviluppo coordinato e sostenibile dell'elettrificazione dei consumi finale e in particolare della mobilità.

Riteniamo molto utile, pertanto, fornire di seguito alcune raccomandazioni e segnalazioni in modo puntuale, che abbiamo predisposto grazie al contributo ed alle competenze delle aziende associate<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://www.motus-e.org/i-nostri-associati/>

## **ORIENTAMENTI PER LA PREDISPOSIZIONE DEL DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DEGLI SCENARI SNAM-TERNA**

*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.*

Favorevoli alla previsione del documento unico di scenario per le reti di distribuzione nell'ottica di coinvolgere nella fase di preparazione tutti gli stakeholder che hanno, con le loro attività un impatto sulla rete, come ad esempio i CPO. Sarebbe in quest'ottica opportuno prevedere, in merito ai piani di installazione, delle tempistiche di scambio dati tra i distributori e i soggetti interessati con una cadenza di più volte l'anno, da definire di concerto con i DSO. Tali dati dovranno essere presi in considerazione da DSO e TSO nelle redazioni dei propri piani di sviluppo della rete e del documento unico di scenario. L'aumento della cadenza permette un migliore monitoraggio dei possibili sviluppi della rete e dei nuovi progetti di hub di ricarica.

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

Come scritto nel paragrafo precedente riteniamo utile che ci sia un'interazione continuativa e scadenze tra i soggetti interessati allo sviluppo della rete per meglio cogliere le possibili evoluzioni necessarie. Pertanto, riteniamo utile organizzare sessioni di interazione specificamente dedicate al confronto con i gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, al fine di supportare l'identificazione di specifiche esigenze di sviluppo 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. Tale approccio dovrebbe essere integrato con la necessità di una condivisione ex ante delle ipotesi di input che si intendono adottare per l'elaborazione degli scenari e dei modelli sottesi alle elaborazioni di scenario. Questo processo porterebbe a nostro avviso ad un ampio coordinamento tra tutti i soggetti e una chiara e trasparente informazione circa l'evoluzione della rete.

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

Si condivide l'approccio dell'Autorità di accentrare tale attività in un unico soggetto, in modo da iniziare un processo di standardizzazione delle modalità e tempistiche di comunicazione dei dati, considerando anche la necessità di definire un set di dati utili a tutti gli attori. Questo al fine di raccogliere le informazioni richieste agli stakeholder per la definizione degli scenari con lo stesso grado di approfondimento per tutti i soggetti; ciò al fine di garantire piena comprensione del pacchetto informativo utile ai DSO per l'elaborazione degli scenari.

Risulta importante garantire l'anonimizzazione dei dati forniti dai singoli soggetti.

Si sottolinea l'importanza di effettuare tali attività con una cadenza maggiore di una volta l'anno proprio per recepire tutti gli adeguamenti di sviluppo dei vari soggetti.

## **PARTE III ORIENTAMENTI PER LA DEFINIZIONE DI IPOTESI DI SCENARIO PER I PIANI DI SVILUPPO DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA**

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

Si condivide l'orientamento dell'Autorità sul tema. Si propone all'Autorità di definire a monte, insieme alle istituzioni locali, i termini entro i quali rilasciare le autorizzazioni per gli interventi di sviluppo energetico in determinate zone.

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

Si condivide l'orientamento dell'autorità, in quanto, come noto, Motus-e e i DSO hanno già firmato un protocollo d'intesa che regola nella pratica tale scambio di informazioni, impostando il limite di invio dei piani al 30 novembre di ogni anno. Su tale tema come riportato nei paragrafi precedenti sarebbe opportuno definire delle tempistiche, delle modalità di scambio dati chiari ed uguali per tutti i DSO, in modo da non aggravare ulteriormente il lavoro per i soggetti interessati. Inoltre, si ritiene opportuno prevedere più invii durante l'anno, posizionando la deadline finale al 30 novembre di ciascun anno (a) per i progetti dell'anno a+1

Si evidenzia che la condivisione della previsione di installazione con profondità temporale di 4 anni è problematica per due ragioni:

- non si possiede una pipeline previsionale specifica per periodi così ampi, rendendo quindi l'input poco affidabile
- questioni di riservatezza e sensibilità delle informazioni richieste

Pertanto, riteniamo un orizzonte temporale di due anni più consono per le attività di tutti i soggetti interessati e per avere una maggiore accortezza, in quanto l'attendibilità dei piani per periodi superiori ai 12 mesi risulta comunque bassa.

Si ritiene inoltre che la predisposizione e l'invio dei piani da parte dei CPO dovrebbe essere facoltativo, così da non gravare eccessivamente sui soggetti meno strutturati e di dimensioni ridotte.

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

Siamo favorevoli ad uno scambio informativo tra DSO e CPO che serva ad individuare aree e potenze che maggiormente portino ad un impatto minore sulla rete e che permettano soluzioni più rapide di messa a terra dell'infrastruttura. Tuttavia si evidenzia che in tale scambio informativo è importante considerare che le scelte delle localizzazioni di alcuni punti sono fatte in base a limitazioni tecniche non legate alla connessione (ad esempio accessibilità pubblica al sito, traffico veicolare, fattibilità autorizzative dell'intervento, possibilità di contrattualizzare l'acquisizione del terreno / parcheggio). Come noto, la disponibilità di potenza in un sito varia anche a pochi metri di distanza e si potrebbe non avere l'autorizzazione per quella determinata location.

Inoltre, si ritiene condivisibile la possibilità per chi invece individua situazioni che creano un vantaggio di sistema ad accedere a tariffe scontate. Si ritiene che tale opportunità debba essere data anche a chi effettua connessioni in bassa tensione, magari individuata una soglia minima di potenza, ad esempio sopra i 30 kW.

Come riportato nel focus group tariffe, la soluzione più adeguata per permettere lo sviluppo delle ricarica ad altra potenza, sarebbe introdurre una tariffa monoraria o biorario stile BTVE, inserendo anche dei limiti all'ingresso ad esempio per le sole connessioni in Media Tensione che rispettano i requisiti di posizionamento citati nel capitolo. I motivi sono riportati nelle analisi riportate in quello specifico contesto.

In alternativa, si ritiene comunque valida l'azzeramento della sola quota potenza per le tariffe di distruzione e per gli oneri di sistema per le infrastrutture che vengono installate in determinate aree scelte di concerto con il DSO.

Come già proposto nell'ambito del focus group tariffe potrebbe essere opportuno invece stabilire uno sconto sulla connessione per le richieste di connessione che rispettano il requisito sopra andando ad un utilizzare un fattore di sconto che dipende da un altro parametro, come ad esempio ECF.

Calcolare gli oneri di connessione in maniera tale da favorire l'installazione intelligente di stazioni per la ricarica di veicoli elettrici o in base a parametri definiti ex ante (ad esempio ECF). Per i PoD dedicati alla sola ricarica di veicoli elettrici, una possibile soluzione è quella di rendere gli oneri di connessione regressivi rispetto al numero di punti di ricarica sottesi al PoD. Questo premierebbe quindi installazioni che, a parità di potenza di connessione richiesta, rendano disponibile un numero maggiore di stalli per la ricarica e siano in grado quindi di gestirli in funzione delle necessità del sistema. La proposta è valida sia per la bassa sia per la media tensione

IPOTESI: quota distanza = 200 € ; quota potenza = 75 €/kW ; quota PdR = 250 €/PdR  
potenza connessa = 100 kW ; punti di ricarica sottesi = 12 PdR

OGGI: spesa = 200 € + 75  $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$  \* 100 kW = 7700 €

DOMANI: spesa = 200 € + 75  $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$  \* 100 kW - 250  $\frac{\text{€}}{\text{PdR}}$  \* 12 PdR = 4700 €

Nel calcolo è stata considerata la quota potenza delle BT ma può essere applicato facilmente anche alle MT.

Si ritiene inoltre segnalare, come possibile elemento d'accesso a nuove modalità di incentivazione, la previsione della possibilità per i CPO di avanzare – in luce delle mappe di capacità della rete di distribuzione (hosting capacity e load capacity) - richieste di connessione "binding" per installazioni su porzioni di rete non satura, che non necessita di rinforzi di rete.

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

Favorevoli alla pubblicazione di mappe di hosting e load capacity, purché sia garantita una granularità tale per cui i CPO possano basarsi sulle informazioni in esse contenute per definire le loro scelte di locazione/acquisizione dei siti (ad esempio con granularità alla cabina secondaria o primaria in una fase iniziale). Inoltre, si chiede di pubblicare i dati inerenti alla localizzazione delle cabine di trasformazione MT/BT e della potenza disponibile sull'esistente, al fine di meglio indirizzare lo scouting dei siti. È importante che tale mappa abbia un aggiornamento continuo in modo da garantire una immagine aggiornata della rete e dia la possibilità di programmare in maniera efficace ulteriori sviluppi. Inoltre, sarebbe opportuno che da tale mappa possano essere evinti i dati riportati in seguito, consentendo ai CPO di effettuare delle analisi preliminari e di anticipare le interlocuzioni con le amministrazioni pubbliche o i privati. Questo permetterebbe una più rapida messa a terra delle infrastrutture di ricarica. I dati necessari sarebbero:

- Necessari adeguamenti di rete (Y/N) = definisce se è necessario un intervento da parte del DSO;
- Lavori attesi = Semplici o Complessi (come definiti ai sensi del TIC).

- Necessità di realizzazione cabina secondaria
- Indicazione area incentivata per l'ottenimento di una tariffa speciale (vedi risposta S14)

Molti di questi dati sono presenti all'interno dello scambio comunicativo tra DSO e CPO previsto all'interno della partecipazione alle gare definite dal bando PNRR.

Un modello da seguire potrebbe essere "La Mappa Interattiva PNRR per connessioni presso stazioni di carburanti" rispetto al quale si potrebbero valutare possibili evoluzioni o quanto fatto in Germania dall'Agenzia pubblica per le infrastrutture di ricarica <https://nationale-leitstelle.de/en/>. Nell'esempio del modello tedesco è possibile visionare tramite opportune mappe, oltre la posizione delle attuali infrastrutture installate anche le seguenti informazioni:

- siti disponibili per l'infrastruttura di ricarica definiti attraverso un piano di crescita prestabilito dei land tedeschi;
- disponibilità di potenza;
- proprietà dell'area;
- dati medi sulla zona di interesse (traffico, veicoli circolanti ecc..)