

## Osservazioni del Gruppo HERA al

DCO 239/2024/R/com

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

In linea generale, il Gruppo Hera, pur riconoscendo le complessità ancora da affrontare in tema di elaborazione congiunta degli scenari, condivide gli orientamenti espressi dall'Autorità nel presente documento di consultazione.

La definizione delle ipotesi di scenario costituisce un requisito essenziale per la **corretta valutazione delle possibili evoluzioni delle reti**, necessarie e abilitanti la transizione energetica e climatica, nonché per la **concreta pianificazione dei futuri interventi di sviluppo** delle infrastrutture. Per progettare le evoluzioni e individuare con la maggior accuratezza possibile i nuovi interventi di realizzazione/potenziamento dei propri impianti, i distributori elettrici del Gruppo Hera sono da tempo impegnati in analisi approfondite del contesto e, operando anche nella distribuzione di gas naturale, sono soliti utilizzare, tra le altre, anche le informazioni desumibili dalla gestione delle infrastrutture gas per elaborare le previsioni sulla rete elettrica. Tale approccio permette loro di effettuare valutazioni prospettiche più precise, intercettando le peculiarità specifiche del territorio servito.

In tale contesto, si condivide l'intento di promuovere la cooperazione tra gli operatori del trasporto energetico e della distribuzione elettrica nella definizione dei criteri di programmazione degli interventi – per la gestione delle rispettive reti – in modo da renderli il più possibile adeguati agli ambiziosi obiettivi internazionali, di recente confermati anche dal Piano energetico nazionale (PNIEC). Tuttavia, in questa logica di valorizzazione dell'integrazione tra i diversi operatori di settore, è fondamentale tenere bene a mente che **il processo di pianificazione degli interventi sulle reti locali è molto diverso da quello che coinvolge le reti di trasmissione e di trasporto**.

I Piani futuri della rete di trasmissione, sviluppati da Terna insieme a Snam, offrono un quadro essenziale per il DSO, includendo interventi che inevitabilmente influenzano la rete di

distribuzione e, in linea di principio, richiedono una pianificazione integrata e coordinata. Il DSO però, per migliorare le previsioni e valutare i requisiti di sviluppo temporale e geografico della propria rete di distribuzione, utilizza elementi specifici del territorio servito. Questo approccio richiede un adattamento delle strategie di gestione e di pianificazione nazionale alla realtà locale e ai *trend* di sviluppo attuali e attesi delle risorse energetiche caratterizzanti lo specifico territorio. Per questo motivo, la scrivente condivide e apprezza gli orientamenti espressi dall'Autorità nella Parte II del documento, che promuovono un maggiore coinvolgimento verticale tra TSO e DSO a partire dal processo di elaborazione del Documento di Descrizione degli Scenari 2026 (DDS), ma ritiene sia prematuro chiedere ulteriori sforzi ai DSO, prospettando l'elaborazione di ulteriori documenti unici in tempi eccessivamente sfidanti.

La nuova regolazione per lo sviluppo delle reti di distribuzione e i relativi Piani, insieme all'aggiornamento di alcune importanti disposizioni della regolazione *output-based* introdotte per l'attuale periodo regolatorio, ha **avviato un percorso sì virtuoso, ma molto complesso, specialmente per alcune realtà locali**. Agli operatori della distribuzione di media e piccola dimensione è richiesto di evolvere molto rapidamente per rispondere in maniera adeguata alle nuove esigenze di contesto. Per imprese come Inrete Distribuzione Energia e AcegasApsAmga i tavoli di coordinamento tra i principali gestori della distribuzione, destinati ad armonizzare i contenuti dei Piani e a definire un approccio metodologico comune da utilizzare nelle analisi costi-benefici, si sono rilevati un ottimo riferimento per la definizione degli strumenti di pianificazione, ma hanno richiesto, e ancora richiedono, grande impegno. Pertanto, anche al fine di fornire un segnale di riconoscimento del lavoro fin qui svolto dalla *task-force* comune, si richiede di **rinvviare la valutazione circa l'effettiva utilità di predisporre congiuntamente un documento degli scenari unico per le reti di distribuzione al 2027**, in maniera tale da garantire alle imprese un tempo adeguato per la preparazione del documento di criteri comuni per la definizione delle ipotesi di scenario locale, nonché per la predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo 2025-2029.

Pertanto, con riferimento alle proposte contenute nella Parte III del documento in consultazione - rinviando per le risposte ai singoli spunti di consultazione al testo di risposta condiviso nell'ambito della *task-force* comune e trasmesso da Utilitalia - si espongono di seguito alcune macro-considerazioni ordinate in base dei paragrafi del testo.

Con riferimento alle **tempistiche per le attività relative agli scenari per i piani di distribuzione**, fermo restando quanto poc'anzi espresso, si sottopone una soluzione alternativa a quella proposta che garantisce la predisposizione dei documenti condivisi ed è maggiormente sostenibile per gli operatori. Tale soluzione potrebbe prevedere che:

- a) il **documento di criteri comuni** che, se ben inteso, rappresenta le linee guida comuni, identificate nell'ambito della *task-force* dedicata, che i DSO seguiranno nella predisposizione dello scenario locale del Piano di Sviluppo 2025-2029, sia finalizzato entro il 30 novembre 2024, in modo da tener conto della pubblicazione finale del DDS 2024, e approvato dal Regolatore.

Si richiede, tuttavia, che tale documento non venga sottoposto a consultazione pubblica da parte delle imprese. A giudizio della scrivente, infatti, la documentazione in questione, avendo ad oggetto la declinazione di regole metodologiche comuni, non ha necessità di essere condivisa con gli *stakeholder*, potenzialmente molto numerosi a livello locale e con esigenze anche tanto diverse per territorio servito, tale per cui sarebbe molto più complessa la gestione del processo consultivo che l'utilità che se ne trarrebbe a livello nazionale. Ciò dal momento che andrebbero gestiti nell'ambito della *task-force* comune tutti gli eventuali riscontri (seppur "selezionati" da parte delle imprese territorialmente competenti) alle singole consultazioni locali, in tempi evidentemente poco gestibili. Si ritiene in tal senso, molto più utile che i criteri comuni di definizione degli scenari energetici vengano condivisi solo tra le maggiori imprese di distribuzione ed esclusivamente approvati dall'Autorità, lasciando nell'ambito della consultazione pubblica soltanto lo scenario locale, risultato dell'applicazione di quei criteri comuni su ciascun territorio servito. Quanto alle edizioni successive, il documento in questione potrebbe essere aggiornato entro il 30 novembre di ciascun anno pari e approvato, ad ogni aggiornamento, dal Regolatore.

Contrariamente, invece, laddove per documento di criteri applicativi comuni dovesse intendersi un documento che richiede a livello locale l'implementazione dei medesimi criteri adottati da Terna e Snam nell'ambito della definizione delle previsioni di scenario nazionale, rese disponibili entro il 30 settembre p.v., la tempistica proposta appare non perseguibile e dovrebbe necessariamente essere posticipata al 2026. Anche in questo caso, il documento dovrebbe essere escluso dalla consultazione pubblica dei singoli Piani di Sviluppo.

- b) la valutazione circa l'effettiva utilità di elaborare un **documento congiunto che raccolga gli scenari di distribuzione** sia rinviata all'elaborazione dei Piani di Sviluppo 2027-2031, quando le imprese avranno maturato la prima esperienza in termini di verifica di coerenza su base regionale. Per la predisposizione dello scenario locale, infatti, ciascun DSO già prevede di utilizzare i criteri comuni di cui al punto precedente e di verificare la coerenza delle proprie valutazioni, svolte a livello locale, con i DSO presenti nella medesima Regione. Ma è chiaro che anche su territori sufficientemente contigui e simili, le specificità locali possono condurre a scenari energetici differenti per motivi legati alle peculiarità geografiche e infrastrutturali, alle diverse condizioni e capacità delle reti, oltre che per ragioni demografiche, economiche e ambientali, suggerendo che un documento congiunto possa non essere utile.

Tuttavia, qualora lo stesso, inteso come una collazione dei singoli scenari locali, fosse ritenuto un valido strumento di informazione delle dinamiche previste a livello locale, si propone di affidarne la “regia” a soggetti terzi qualificati senza necessità di alcuna consultazione pubblica.

In merito a quanto proposto al paragrafo “**ipotesi specifiche locali delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e relative verifiche di coerenza**”, si segnala quanto segue:

- a. si condivide l'importanza dell'**interazione tra i settori della distribuzione elettrica e gas naturale** promossa dal Regolatore. Si ritiene, infatti, che l'integrazione e l'ottimizzazione nell'uso delle risorse dei due settori, contribuisca in maniera determinante alla sostenibilità e all'efficienza del sistema energetico nel suo complesso. In particolare, si evidenzia l'interesse che da tempo il Gruppo Hera attribuisce all'attività di pianificazione strategica in ottica **sector coupling**, destinando sempre più risorse in soluzioni tecnologiche che promuovono sinergie tra i due settori (ci si riferisce, ad esempio, agli investimenti sulla distribuzione gas in relazione all'utilizzo dei vettori energetici biometano e idrogeno). In tale contesto, si ritiene che per sviluppare adeguati scenari per l'elaborazione dei piani di investimento sulle reti di distribuzione, debbano necessariamente convergere anche le regolazioni di ambedue i settori in modo tale da agevolare il trasferimento delle

priorità di intervento dal settore del gas a quello dell'energia elettrica e di consentire alle società che già operano su entrambi, di valorizzare al meglio le suddette convergenze, mettendo a fattor comune l'esperienza fin qui maturata. Ciò anche al fine di garantire coerenza all'attività di pianificazione degli interventi nei settori della distribuzione elettrica e gas a livello locale e costituire, eventualmente, un *framework* metodologico utile anche alla formulazione, da parte delle stazioni appaltanti, dei piani programmatici d'ambito alla base dei bandi di gara per l'affidamento delle concessioni di energia elettrica da una parte e di gas naturale dall'altra;

- b. con riferimento ai **requisiti di coerenza** degli scenari, si fa presente che non sempre è possibile declinare le previsioni congiunte Terna-Snam a livello locale. La verifica di coerenza può al più essere eseguita sui *trend*, lasciando ai DSO l'autonomia di formulare le proprie previsioni non soltanto sulla base degli obiettivi energetici macro, quanto piuttosto sugli andamenti e sulle ipotesi di sviluppo caratterizzanti il territorio locale. L'elaborazione dello scenario locale non può essere il risultato di un processo *top-down* per realtà diverse da quelle in cui opera l'*incumbent*; occorre invece che sia necessariamente *bottom-up*, coerente con i macro-trend nazionali ed europei ma non direttamente vincolata ad essi, applicando quindi i criteri comuni condivisi tra i DSO che vedranno la loro prima applicazione a partire dal prossimo Piano di Sviluppo;
- c. quanto alle **interazioni con le istituzioni locali** riteniamo che le stesse, per essere davvero efficaci, debbano essere promosse dall'Autorità o da altro soggetto istituzionale titolato a favorire un migliore e più frequente coordinamento. Gli interlocutori, infatti, possono essere molteplici e con approcci diversi in termini di risposta alle richieste avanzate dal DSO. A titolo di esempio, con riferimento al suggerimento di analizzare le informazioni dei catasti degli impianti termici, si fa presente che gli uffici regionali in questione, non hanno mai fornito dati per ragioni legate alla normativa sulla privacy.

Le proposte mirate a sostenere la **localizzazione efficiente dei carichi**, con attenzione alla flessibilità nella scelta della localizzazione da parte dei richiedenti, sono in generale ritenute positive dalla scrivente in quanto rispondono a diversi obiettivi chiave in ambito pianificazione:

- una localizzazione strategica dei punti di ricarica richiede di ottimizzare l'uso delle risorse disponibili e, pertanto, migliora l'affidabilità del servizio reso;
- se c'è corrispondenza tra infrastrutture disponibili e aree con presunta necessità di colonnine di ricarica, la localizzazione dei carichi in tali aree riduce la necessità di investire in estensioni e potenziamenti di rete, consentendo un utilizzo efficiente delle risorse esistenti;
- permettere agli operatori (tipicamente CPO) di scegliere la localizzazione ottimale dei punti di ricarica può in teoria accelerare il processo di connessione.

Per tali ragioni 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. A riguardo, considerati i tempi per la definizione del Piano Industriale aziendale, in alternativa al terzo quadrimestre proposto in consultazione, sarebbe preferibile anticipare il momento di interlocuzione e scambio al secondo trimestre di ciascun anno pari.

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, avrebbe carattere puramente indicativo, riferendosi alle condizioni di rete al momento dell'interazione e, in quanto tale, non sarebbe 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.

Si comprende anche la prospettiva di migliorare la pianificazione e lo sviluppo delle infrastrutture locali tramite strumenti come quelli promossi dall'Autorità al paragrafo 14. Tuttavia si ritiene che, affinché l'uso di **mappe di hosting capacity** (capacità di accogliere nuova generazione energetica) e **load capacity** (capacità di gestire nuovi carichi di consumo) sia efficace, le stesse debbano fornire informazioni chiare, facili da leggere e da interpretare, circa la capacità della rete di accogliere nuove risorse energetiche. Occorre, pertanto, definire

puntualmente lo scopo dello strumento proposto nell'ambito di tavoli tecnici dedicati per poi identificare le informazioni da visualizzare che, a nostro avviso, potrebbero, in una fase sperimentale iniziale, anche essere riservate alla sola ARERA.

Per quanto riguarda le tempistiche, quindi, non è tecnicamente e metodologicamente fattibile la proposta di pubblicare le mappe già a marzo 2025. La loro preparazione potrà avvenire solo dopo un coordinamento tra le necessità di ARERA (per conto dei potenziali utenti interessati) e quelle dei DSO, per uniformare i criteri di determinazione dell'*hosting capacity* e della *loadability* nonché per identificare le informazioni rilevanti da pubblicare in relazione agli obiettivi previsti. Nel medesimo contesto, potrebbe approfondirsi l'uso delle mappe previsive, considerando le molteplici difficoltà associate alla loro creazione, in particolare riguardo ai modelli predittivi da implementare.

Preme, infatti, evidenziare che dal punto di vista quantitativo, calcolare l'*hosting capacity* e la *loadability* è molto complesso. Numerosi sono gli approcci utilizzati nel tempo che, basandosi su procedure di calcolo non standardizzate e differenti ipotesi di partenza, conducono a risultati diversi. L'introduzione di indicatori "convenzionali" (calcolati in forma aggregata a livello di cabina primaria o di linea MT) potrebbe avere un senso "medio" su realtà estese come quella del principale operatore nazionale ma molto meno significativo per realtà più piccole, come quelle servite dalla scrivente.

Con questa premessa, si vuole sottolineare la necessità di definire chiaramente l'obiettivo e l'utilità dello strumento proposto, in modo condiviso tra i DSO, eventualmente coinvolgendo anche esperti accademici del settore.