

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

Consultazione ARERA 239/2024/R/com del 18 giugno 2024

Osservazioni di Elettrocità Futura

15 luglio 2024

Osservazioni puntuali

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.

Concordiamo con gli orientamenti proposti. Il coordinamento e coinvolgimento dei DSO nel processo di predisposizione di un documento unico degli scenari è un'attività estremamente utile che, in aggiunta a quanto fatto finora con riferimento ai soli ambiti della trasmissione elettrica e del trasporto gas con i DdS di Terna e Snam permetterà di contemplare anche le peculiarità territoriali, tecniche e di esercizio legate allo sviluppo delle reti di distribuzione.

Un aspetto generale da tenere in considerazione (ripreso anche in diversi dei quesiti del DCO) riguarda le tempistiche: sarà importante che le nuove tempistiche regolatorie siano coordinate sia con le scadenze previste per Terna e Snam, che soprattutto con le attività già in essere da parte delle imprese di distribuzione, che si sono attivate come da previsioni contenute nel TIQD per quanto attiene al coordinamento per la predisposizione dei documenti comuni dei PdS, e che produrranno dei *deliverable* nel prossimo futuro.

Inoltre, 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...”) riteniamo 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 di conseguenza 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”, riteniamo 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, potrebbero comportare la necessità di realizzare nuovi impianti primari e potenziamento di impianti esistenti, impattando conseguentemente sulla RTN.

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

Le tempistiche proposte sono condivisibili

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

Concordiamo con gli orientamenti proposti. Riteniamo utile che la data di pubblicazione del documento di descrizione degli scenari Terna-Snam per gli anni successivi al 2024 possa essere anticipata al 30/06 o al massimo

al 15/07 in modo tale da poter comunque effettuare le dovute analisi prima del periodo estivo. Tale scadenza, tuttavia, potrà essere posticipata negli anni di pubblicazione del PNIEC per permettere ai TSO di poter elaborare degli scenari coerenti a quest'ultimo.

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.

S4. Condividiamo le proposte per la revisione e innovazione delle modalità di coinvolgimento degli stakeholder. Tra le opzioni proposte riteniamo preferibili quelle di cui ai punti a) e d), perché a nostro avviso sarebbero più utili rispetto dei workshop "a invito" in termini sia di interazione con gli stakeholder che di condivisione pubblica più efficace delle informazioni, al fine di comprendere più attivamente anche i DSO nello sviluppo degli scenari nazionali in considerazione del ruolo specifico.

Riguardo la messa a disposizione delle informazioni, è in generale importante che si preveda che tutto il materiale e le eventuali registrazioni degli incontri pubblici siano messi a disposizione di tutti gli stakeholder, affinché possano prenderne visione e recuperare gli spunti e i chiarimenti forniti.

Nel DCO non si fanno proposte sulle tempistiche preventivate per l'implementazione delle novità regolatorie, ma dal nostro punto di vista riteniamo che debbano entrare in vigore a partire dal processo di elaborazione dei prossimi scenari per il 2026.

S5. Condividiamo le proposte, considerato che gli scenari sono alla base della pianificazione delle infrastrutture, risulterebbe a regime una crescente coerenza con le necessità del sistema. Chiediamo che in esito al DCO vengano definite chiaramente le modalità per la raccolta ed elaborazione degli input da parte degli stakeholder, ad esempio mediante il coordinamento di un soggetto istituzionale.

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.

S6. Concordiamo con gli orientamenti proposti.

In merito allo scenario di breve termine (y+3), in generale riteniamo utile che i TSO ne pubblicino almeno uno ulteriore rispetto a quelli proposti da ACER e riportati nel capitolo 7. Questa richiesta è coerente con quanto indicato nel paragrafo 7.12 del DCO 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.

S7. Nessuna osservazione.

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.

Concordiamo con gli orientamenti proposti. 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 DDS24, sia del tutto allineato con le indicazioni del PNIEC, nonché con gli altri strumenti di policy emanati.

Un dubbio che ci siamo posti riguardo il rispetto da parte delle imprese di distribuzione elettrica del requisito di coerenza con le scelte e gli obiettivi energetico-ambientali è legato al disallineamento temporale tra l'aggiornamento periodico del PNIEC e dei DdS e al fatto che Terna e Snam potranno proporre differenze motivate nei propri scenari: nei 5 anni intercorrenti tra l'aggiornamento del PNIEC, a quale documento di pianificazione i DSO dovrebbero fare riferimento? Dal nostro punto di vista, sarebbe corretto fare riferimento al documento di pianificazione più aggiornato possibile, anche se diverso dal PNIEC, pertanto i DSO dovrebbero far riferimento ai DdS aggiornati Terna-Snam.

Inoltre, in merito al requisito 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 stabiliti nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), è necessario che SNAM e TERNA esplicitino e motivino le eventuali differenze tra i propri scenari e quanto previsto dal PNIEC, e ne diano pubblica evidenza agli stakeholder a fini di trasparenza informativa.

Condividiamo in particolare l'orientamento di prevedere un obbligo per i GdR di elaborare uno scenario slow economy, dato che si rifletterebe situazioni purtroppo non improbabili e che quindi andrebbe rappresentato assieme agli scenari di sviluppo allineato o ulteriore ai target.

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.

Condividiamo con gli orientamenti proposti.

Anche in questo caso, è necessario che queste novità vengano implementate con riferimento ai processi propedeutici alla predisposizione dei prossimi PdS in programma per il 2026, in quanto sarebbero difficili da implementare "in corsa" nel 2025, né tantomeno nel 2024. In linea con la risposta al S4, è 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).

Più in generale, sempre ai fini dello sviluppo dei Piani, suggeriamo che i DSO possano avere accesso ai dati prospettici di soggetti istituzionali (ad esempio Terna).

Relativamente ai punti 9.11 lettere a) e b), chiediamo ad ARERA di definire un criterio di distinzione (es. basato su soglie dimensionali?) degli impianti *utility scale* e *small scale*, al fine di garantire che le informazioni messe a disposizione dai DSO rispettino dei criteri uniformi.

Per quanto riguarda invece le ipotesi di costo delle tecnologie prese in analisi i costi ipotizzati per le differenti tecnologie prese in analisi nel DdS, in linea con le prassi approvate da ENTSO-E ed ENTOS-G, riteniamo opportuno che tali dati vengano elaborati e messi a disposizione anche da Terna-Snam a beneficio degli operatori italiani.

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

Il tema delle tempistiche è sicuramente l'aspetto più rilevante delle proposte avanzate nel presente DCO. In generale, riteniamo fondamentale che le tempistiche definite in esito alla consultazione per la messa a disposizione degli scenari di sviluppo e dei dati di input/output siano il più possibile coordinate e armonizzate tra loro. Inoltre, guardando all'entrata in vigore delle novità regolatorie, è importante che le nuove misure siano parametrizzate a quanto già è in lavorazione da parte dei Gestori di Rete e alle tempistiche per implementare gli sviluppi procedurali, gestionali e informatici necessarie, soprattutto considerato che tutto ciò dovrà essere coordinato tra imprese diverse (con le complessità che inevitabilmente ne consegue).

In quest'ottica, le tempistiche proposte nel DCO – 30/11/2024 per il documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario da parte dei DSO e marzo-giugno/2025 per l'elaborazione del primo documento congiunto degli scenari per la distribuzione – sono particolarmente sfidanti. Proponiamo quindi che:

- La scadenza per l'elaborazione del documento di criteri applicativi comuni sia posticipata inizio 2026
- La scadenza per l'elaborazione dei primi scenari congiunti per la distribuzione sia posticipata a fine 2026/inizio 2027.

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.

Anche in questo caso è necessario un ragionamento in termini di coordinamento delle tempistiche, soprattutto per le verifiche di coerenza degli scenari che potranno aver luogo solo a valle della predisposizione dei criteri comuni di analisi da parte dei DSO.

Riteniamo poi utile che per lo svolgimento delle verifiche di coerenza ARERA predisponga delle linee guida/vademecum, eventualmente diverse in base alla tipologia dello stakeholder da interpellare, così che i DSO possano basarsi su regole e/o criteri il più possibile standardizzati al fine di agevolare e velocizzare le verifiche.

Per quanto riguarda invece l'attività di coinvolgimento e di interazione delle istituzioni per identificare le ipotesi di scenario specifiche locali, riteniamo che, piuttosto che un approccio standard per tutti i DSO interessati dalla misura, andrebbero previste modalità differenziate in base al numero di clienti serviti. Per i DSO di maggiori dimensioni, la necessità di incontrare tutte le istituzioni locali richiederebbe molto tempo e quindi andrebbero individuate delle modalità che non prolunghino eccessivamente sulle tempistiche di svolgimento della fase di interazione con gli stakeholder. Può risultare complesso, per alcuni DSO coinvolgere i distributori di gas o le stazioni appaltanti che gestiscono la rete di distribuzione del gas di alcune città. Questa complessità deriva dalla "parcellizzazione" dei suddetti soggetti, soprattutto rispetto alla dimensione di alcuni dei distributori coinvolti.

Riguardo alla valutazione della penetrazione attesa della nuova generazione su rete MT e su rete BT da parte dei DSO, tale valutazione sarà effettuata solamente a valle della definizione dei criteri comuni per lo sviluppo degli scenari redatti dai DSO.

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.

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

S13. Le finestre temporali per l'interazione con gli stakeholder e raccolta di input dovrebbero essere, almeno in questa prima fase, armonizzate con le tempistiche e modalità di raccolta delle info in essere in ambito del PNRR: i bandi PNRR per la realizzazione di nuove IdR prevedono già, in fase di assegnazione delle risorse, delle finestre temporali per l'interazione e lo scambio informazioni con i CPO sui piani di installazione delle nuove infrastrutture di ricarica.

S14. Condividiamo con le proposte di ARERA: gli strumenti tariffari possono essere un utile sostegno all'utilizzo della rete, anche in un'ottica della predisposizione delle mappe di *hosting* e *load capacity*. Per quanto riguarda le tempistiche di entrata in vigore di queste nuove tariffe, condividiamo con la visione di ARERA di prevederle solo a partire dal 2026, così da lasciare un periodo di tempo adeguato alla concertazione con gli operatori e la messa a

punto degli adeguamenti necessari. Andrebbero però definiti, in maniera univoca, i criteri di accesso a tali strumenti tariffari.

Al fine di evitare l'effetto di "sovradimensionamento" (rif. 13.15) andrebbe previsto un vincolo alle previsioni fornite dagli utenti non soltanto in termini di potenza ma anche di geografia (ad esempio a livello provinciale).

Infine, in merito alle modalità di raccolta di input da parte degli stakeholder, andrebbe previsto un format condiviso (ad esempio questionario precompilato), che faciliti l'attività di acquisizione degli input da parte dei DSO.

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).

Condividiamo con gli orientamenti proposti: la pubblicazione anche su piattaforma digitale delle informazioni su *hosting* e *load capacity* può rappresentare uno strumento utile per gli "utilizzatori" della rete e per i DSO stessi.

Come principio generale, anche al fine di ottimizzare ed efficientare eventuali ulteriori implementazioni informatiche, riteniamo che possano essere sfruttati gli strumenti già messi a disposizione sui siti internet delle imprese di distribuzione. Inoltre, la granularità temporale e geografica delle informazioni che dovranno essere pubblicate dai DSO dovrà essere impostata a un livello tale da consentire ai DSO di integrare e aggiornare rapidamente le informazioni acquisite.

In ogni caso, con specifico riferimento alle mappe relative alla potenza disponibile sarebbe utile a nostro avviso avviare un confronto specifico nell'ambito del FG sulla mobilità elettrica tra i principali DSO/Associazioni di riferimento e l'operatore della mobilità (CPO) per analizzare le reali esigenze (anche emerse sul campo) e costruire una mappa che sia effettivamente funzionale ad agevolare il processo di connessione e delle IdR.

Stante le attività anzidette e l'importante coordinamento richiesto ai gestori per definire gli algoritmi sottesi all'elaborazione delle mappe, si propone che le prime mappe siano rese disponibili in vista dei PdS successivi al 2025.

Con riferimento al punto 14.9 sottolineiamo che le mappe dovrebbero essere considerate solo un'indicazione della capacità residua AT/MT e in BT (sebbene con un livello di approssimazione maggiore). Per ogni connessione è, infatti, necessario effettuare puntualmente tutte le opportune verifiche necessarie per la connessione delle rinnovabili (es. violazione di tensione, correnti di CC, disponibilità di stalli liberi, etc), tanto più stringenti al crescere della taglia dell'impianto, alla distanza dalla rete esistente e dalla CP.

Considerati gli importanti sviluppi informatici necessari per l'implementazione delle piattaforme digitali, riteniamo che se ne possa prevedere il go-live non prima di inizio 2027. Nel caso in cui invece ARERA disponesse l'avvio di tali piattaforme prima del 2027, riteniamo che la rappresentazione dei dati di capacità al livello della cabina primaria o della semisbarra di cabina primaria sarebbe fin troppo specifico, in quanto, almeno nella prima fase di implementazione, sarebbe molto complesso per i DSO garantire questo livello di granularità informativa.

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