

Osservazioni RSE al Documento per la Consultazione 239/2024/R/COM

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

La prima considerazione di natura generale, che concerne le possibili modalità di allineamento tra gli scenari che già costituiscono un riferimento nel contesto energetico nazionale e gli scenari elaborati dagli operatori della rete di distribuzione, riguarda il contesto entro il quale i primi scenari (che possiamo denominare “globali”) possono essere utilizzati dagli operatori della distribuzione all’interno dei processi di elaborazione dei propri Piani di Sviluppo (PdS).

Un primo aspetto particolarmente rilevante è il diverso livello di dettaglio geografico: dato che agli operatori della distribuzione (DSO) serve un dettaglio almeno provinciale o comunale, è necessario sviluppare delle metodologie per proiettare gli scenari a livello nazionale, o regionale, nelle realtà locali, con un grado di dettaglio più adeguato. Un secondo aspetto è costituito dall’allineamento temporale: gli scenari globali sono normalmente riferiti a un orizzonte temporale molto più esteso rispetto a quello da considerare nei Piani di Sviluppo per la rete di distribuzione. Per questi motivi è utile riepilogare alcune riflessioni sulle caratteristiche e sull’uso degli scenari in questo particolare contesto.

Nel breve termine il DSO può pianificare gli sviluppi di rete basandosi fondamentalmente sugli andamenti storici e sulle nuove richieste di connessione (utenze passive e attive). In questi termini si può più propriamente parlare di previsione di evoluzione della rete, dato che si considerano eventi a breve termine con elevata probabilità di accadimento. L’evoluzione del sistema elettrico, in particolare di distribuzione, su orizzonti temporali più estesi è invece un processo complesso, soggetto a molte variabili spesso al di fuori del controllo del gestore di rete. Se alcuni *driver* di sviluppo sono noti a larga scala (es. diffusione di veicoli elettrici e pompe di calore), la loro evoluzione specifica (es. posizione e potenza nominale delle infrastrutture di ricarica) è a priori incognita. In questi casi non si può parlare di previsioni ma di analisi di scenario, ossia di valutazioni *what-if*: in base alle diverse ipotesi circa i fattori al contorno (es. domanda per usi termici) è possibile determinare delle traiettorie di evoluzione del sistema, coerenti con il set di vincoli e ipotesi.

Tra tutti gli scenari a livello nazionale riveste particolare rilevanza quello individuato nell’ambito del recepimento delle Direttive comunitarie, attuative delle strategie di decarbonizzazione del sistema energetico europeo. Lo scenario del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) è importante perché delinea anche le principali azioni che andranno implementate per far realizzare questo particolare scenario e raggiungere quindi gli obiettivi di decarbonizzazione (es. potenza di trasformazione AT/MT necessaria ad accogliere la generazione distribuita da fonte rinnovabile, Figura 1).

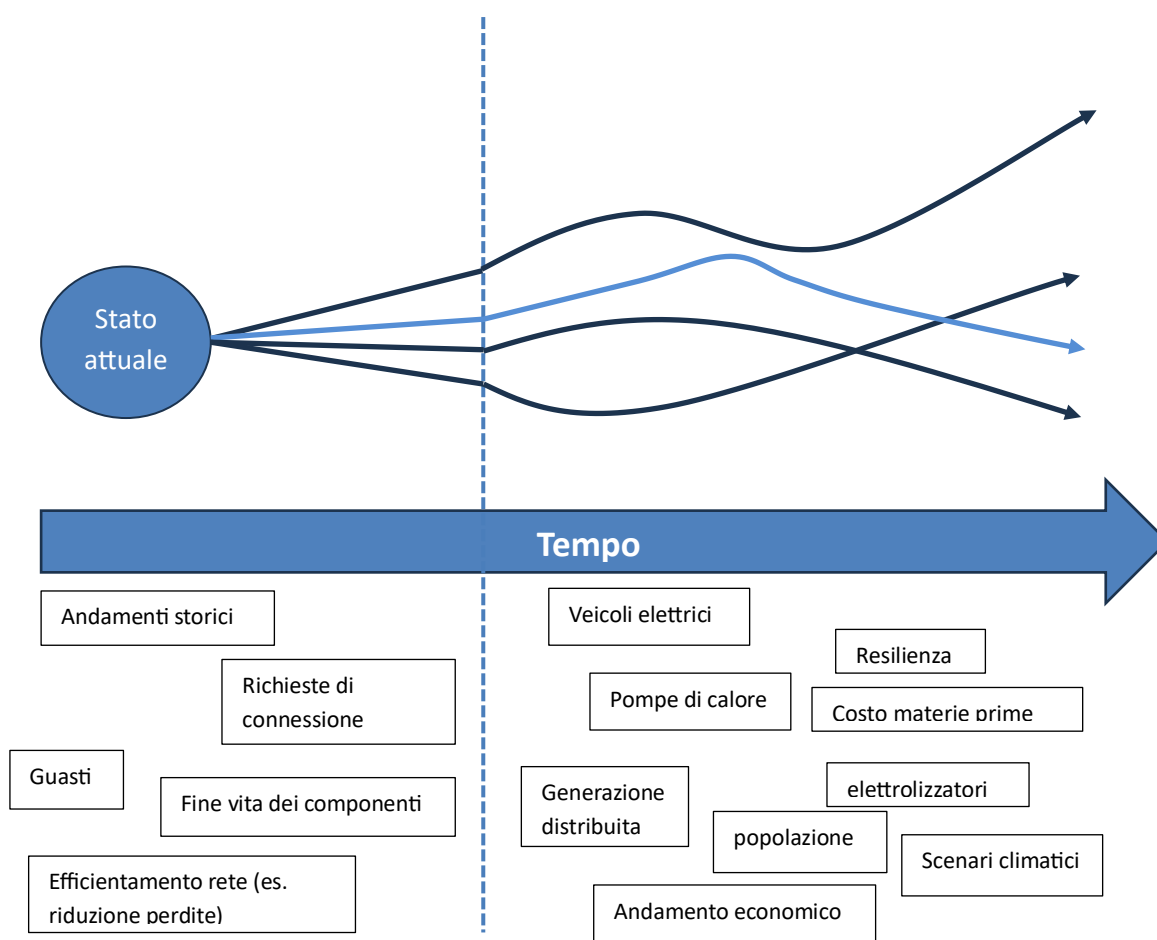


Figura 1: la figura mostra i principali fattori che influenzano l'evoluzione della rete e quali possono essere maggiormente utilizzati per elaborare delle previsioni con una certa affidabilità e quali invece possono essere maggiormente utilizzati in analisi di scenario.

Per questi motivi, in alcuni contesti regolatori europei sono presenti tre documenti di pianificazione per la rete di distribuzione, relativi a orizzonti temporali e finalità differenti:

- Breve termine 0-5 anni: denominato Piano di Sviluppo in senso stretto, serve a rispondere alle richieste di connessione già presentate, alle esigenze emerse nel corso dell'esercizio precedente (es. aumento tasso di guasto) o ad altre esigenze di breve termine (es. qualità della tensione). Questo PdS in parte incorpora anche l'evoluzione attesa delle utenze in base allo scenario più probabile.
- Medio termine 5-10 anni: questo PdS è maggiormente focalizzato sull'evoluzione della rete su periodi più lunghi. Ha lo scopo di analizzare più scenari (es. "alta crescita della domanda", "bassa crescita della domanda") anche al fine di individuare gli interventi di rete che si potrebbero adattare a più alternative, tenendo comunque presente che non tutti gli scenari avranno la stessa probabilità di accadimento.
- Lungo termine 30 anni: analisi *what-if* ad alto livello che, in modo simile a quello di medio termine, prende in considerazione più scenari. Questo documento non ha unicamente lo scopo di supportare la pianificazione strategica degli interventi, ma anche quello di segnalare agli *stakeholder* quali potranno essere le possibili evoluzioni a lungo termine del sistema elettrico, e quindi gli investimenti correlati, per i diversi scenari di evoluzione delle utenze.

Naturalmente c'è una sovrapposizione tra i diversi documenti per quanto riguarda gli orizzonti temporali, gli investimenti considerati e altri parametri che devono essere valutati all'interno dei PdS (es. *Hosting Capacity* per la generazione distribuita, Figura 2).

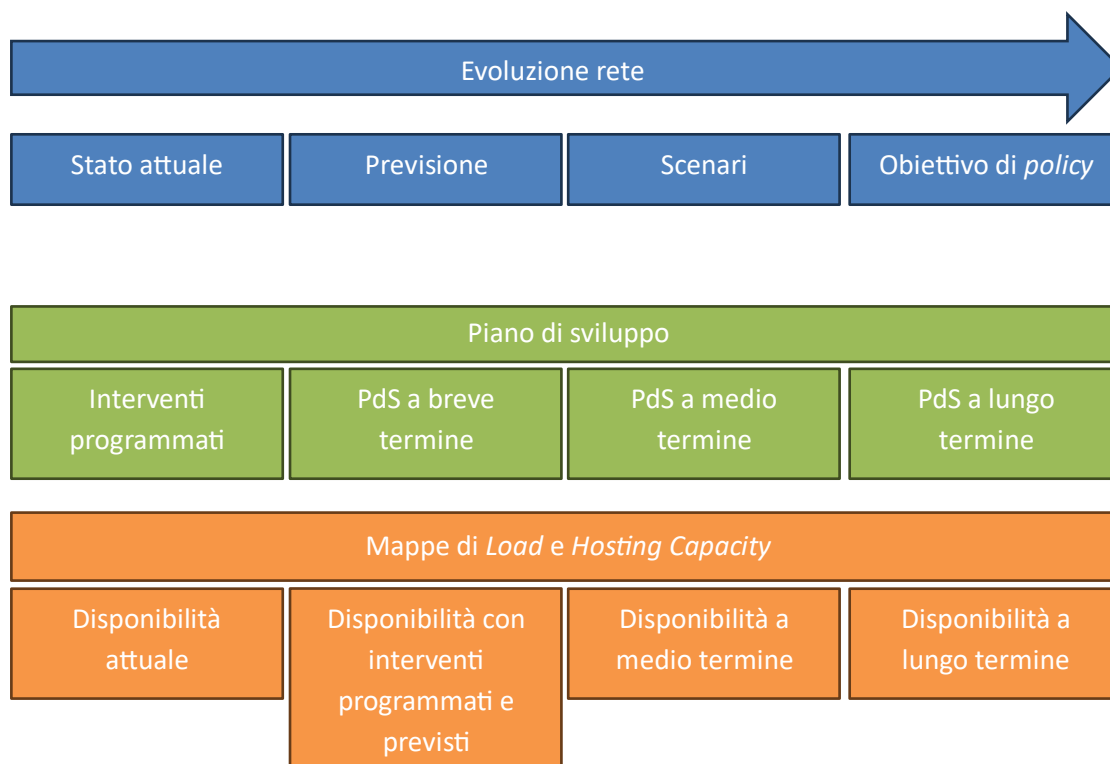


Figura 2: l'orizzonte temporale considerato determina lo scenario di evoluzione della rete da studiare, con un conseguente impatto sulle caratteristiche dei Piani di Sviluppo (PdS) e degli elementi considerati al loro interno (es. mappe di Hosting Capacity).

Le considerazioni brevemente riepilogate mostrano come l'allineamento tra lo scenario globale con quello dei distributori (DSO) dipende da come lo scenario debba essere utilizzato all'interno dei PdS di questi ultimi: innanzi tutto, esso dipende dall'orizzonte temporale considerato dai PdS e da quali tipologie di intervento devono essere programmate (solo a breve termine o anche a medio-lungo termine). Per esempio, nello scenario a medio termine si può stimare approssimativamente l'entità complessiva delle esigenze infrastrutturali (es. aumento dell'estensione di rete BT), quantità che è meno dipendente dagli specifici dettagli geografici. Questo permetterebbe di individuare a livello di pianificazione strategica le risorse che si renderanno necessarie (economiche, formazione del personale, ...) per poter poi descrivere gli interventi dettagliati con maggior granularità spaziale e temporale nei PdS di breve-medio termine.

L'inclusione di alcuni interventi nel PdS dipende anche dall'elemento di rete considerato. Per esempio, le cabine primarie possono essere già incluse nelle analisi a medio termine essendo meno soggette alle incertezze connesse con le ipotesi di scenario, dato che coprono aree più estese, e richiedono tempi di realizzazione più lunghi.

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.

L'integrazione tra lo scenario Terna-SNAM e gli scenari alla base dei PdS della distribuzione dipende, come richiamato in premessa, dalle caratteristiche dei PdS stessi e potrebbe essere di maggior rilevanza per l'elaborazione degli scenari a medio termine in cui è richiesto un dettaglio geografico minore.

Per quanto riguarda la responsabilità, in questa fase iniziale di costruzione degli scenari di breve/medio termine si ritiene appropriata la condivisione della metodologia tra i DSO. La presenza di un solo documento di scenario per le reti di distribuzione costituirebbe innegabilmente uno strumento di più agevole consultazione per tutti gli *stakeholder*: in questa fase si auspica che i documenti predisposti dai vari DSO siano costruiti secondo la medesima “griglia”, al fine di poter confrontare le diverse ipotesi e comporre il quadro complessivo.

A valle di questa prima esperienza, si potranno valutare opzioni alternative per la redazione del documento di scenario, quale l’individuazione di un solo soggetto responsabile, nonché delle modalità di coordinamento con lo scenario Terna-Snam. I risultati della prima applicazione di questo processo potranno, inoltre, essere utili anche per l’eventuale coinvolgimento degli operatori di minore dimensione.

Si evidenzia come attualmente vi siano differenze tra lo scenario Terna-Snam e quello PNIEC (aggiornato a giugno 2024), in particolare per la localizzazione geografica di nuova capacità di generazione FER. Un primo punto da chiarire, pertanto, è quale scenario “globale” di lungo termine vada tenuto in considerazione per l’elaborazione dei Piani di Sviluppo da parte degli operatori della distribuzione, qualora non sia ancora stata raggiunta la convergenza tra lo scenario PNIEC e quello Terna-Snam.

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

La costruzione degli scenari locali a partire da quelli a maggior scala si basa, essenzialmente, sulla valutazione di fattori esterni al perimetro della rete di distribuzione che possono portare a una maggiore, o minore, diffusione delle varie tecnologie rispetto al valore medio nazionale o macroregionale. È auspicabile che l’unione degli scenari elaborati dai singoli gestori della rete di distribuzione ricostruisca, tenuto conto della percentuale di copertura del territorio, lo scenario complessivo atteso per la rete di distribuzione nel documento di scenario globale (in termini, per esempio, di potenza installata in nuovi impianti di generazione FER, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici). Come richiamato anche nel commento precedente, tale composizione degli scenari locali e il confronto con lo scenario globale vengono agevolati dall’adozione di una metodologia comune e da *set* di dati condivisi.

Per facilitare la redazione degli scenari di rete sarebbe pertanto utile un’azione volta a promuovere la creazione di *database* riferiti al sistema energetico, standardizzati e omogenei per tutto il territorio nazionale, liberamente accessibili e in formati rielaborabili in maniera automatica e massiva. A titolo di esempio, si ricorda che i catasti regionali degli impianti termici, dai quali si possono derivare alcune ipotesi circa la penetrazione delle pompe di calore, spesso non sono presenti o non sono liberamente accessibili. La collaborazione andrebbe auspicabilmente estesa anche agli enti, nazionale e locali, preposti a raccolta ed elaborazione dei dati statistici al fine di individuare ulteriori informazioni meritevoli di pubblicazione (per esempio le matrici aggiornate del pendolarismo).

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).

Si concorda che in una fase iniziale ci si possa limitare alla pubblicazione di mappe di capacità riferite ai trasformatori AT/MT o alle semisbarre di CP: questa informazione è particolarmente utile per gli impianti di generazione e di carico di dimensioni significative (alcuni MW) che sarebbero perlopiù connessi in maniera diretta alle CP tramite linee dedicate e che, quindi, sarebbero influenzati solo dalla HC dei trasformatori AT/MT (o da eventuali altri limiti di CP come il numero di stalli di linea di media tensione). Inoltre, l’informazione

sarebbe utile per le tipologie di utenza che hanno maggiore libertà nello scegliere il punto di connessione e i cui tempi e costi di connessione possono dipendere dallo stato iniziale della rete.

La pubblicazione di informazioni nodali sulla rete di media o di bassa tensione è invece meno urgente e, inoltre, dovrebbe essere accompagnata dalla modifica delle disposizioni di TIC e TICA. In questo contesto, mappe di *hosting* o *load capacity* nodali dettagliate fornirebbero informazioni utili solo a quel sottoinsieme di utenze che può in qualche misura modificare la posizione o il profilo di prelievo o immissione al proprio punto di connessione (es. operatori delle stazioni di ricarica pubbliche o impianti fotovoltaici di media dimensione). Per questi utenti potrebbero, quindi, essere sufficienti dati a livello di nodo MT o sbarra BT delle cabine secondarie, anche se ovviamente si può lasciare la possibilità agli operatori della distribuzione di fornire il dato anche a livello di nodo BT. Nell'attuale situazione, sarebbero più utili informazioni legate ai tempi di connessione, mentre nello scenario in cui la connessione alla rete prevede anche soluzioni flessibili (es. potenza variabile nel tempo), le informazioni di *hosting* e *load capacity* avrebbero maggiore valore perché permetterebbero all'utente di scegliere se e come rendersi flessibile.

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

La pubblicazione in forma aperta dei dati del sistema di distribuzione (*open data*) porta a diversi benefici e comincia a essere una pratica diffusa tra i DSO europei^{1,2}. I dati che si possono pubblicare sono diversi, in base ai casi d'uso che si intendono realizzare; in generale, si ritiene utile che le informazioni siano presentate in forma georeferenziata, e sia possibile scaricarle in formato standard per ulteriori elaborazioni.

Occorre innanzi tutto sottolineare che alcuni parametri di prestazione non dipendono solo dall'operatore ma anche dal contesto in cui opera – *in primis* la tipologia di territorio servito (es. aree rurali o urbane): di conseguenza, gli indicatori sintetici di prestazione della rete dovrebbero essere accompagnati da altre informazioni che aiutino a interpretare correttamente tali dati.

Naturalmente nella pubblicazione dei dati di rete si deve tenere conto degli aspetti di riservatezza, anche delle informazioni relative alle utenze connesse; di conseguenza l'accesso ai dati deve essere valutato per il caso specifico e può essere modulato in funzione della categoria di utente. I parametri da pubblicare ad accesso libero dovrebbero, tuttavia, essere rappresentativi del sistema, utili a tutti gli *stakeholder* e non devono portare a penalizzazione degli operatori che servono aree di rete con caratteristiche particolari.

Per esempio, la pubblicazione su mappe georeferenziate dei parametri di continuità della fornitura che fino a poco tempo fa venivano pubblicati sul sito ARERA in forma tabellare con dettaglio comunale (es. SAIDI, SAIFI), unitamente al *target* fissato dalla regolazione vigente per quel livello di concentrazione, permetterebbe un confronto rapido delle diverse aree geografiche, consentendo di valutare ipotesi alternative di localizzazione di siti con determinate esigenze di continuità della fornitura.

La pubblicazione di dati di sintesi, ma comunque con un certo dettaglio spaziale (parametri elettrici, profili reali o convenzionali,...), permetterebbe a centri di ricerca, università e aziende di sviluppare strumenti di analisi e controllo avanzati, e questo sviluppo scientifico a sua volta potrebbe costituire la base per l'elaborazione di indicazioni regolatorie e, in generale, potrebbe incoraggiare l'innovazione tecnologica. La

¹ <https://www.ukpowernetworks.co.uk/our-company/open-data-portal>

² <https://data.enedis.fr/pages/accueil/>

pubblicazione di dati verificabili da parte di soggetti terzi richiederebbe inoltre agli operatori delle reti di distribuzione di sviluppare e mantenere un sistema di gestione delle informazioni aggiornato ed efficiente.

I dati si potrebbero pubblicare in un'unica piattaforma, insieme ad altri dati relativi al sistema di distribuzione già pubblicati in diversi formati e siti (es. PESSE, guasti, localizzazione interventi programmati), migliorando la trasparenza e la fruibilità complessiva del sistema.