

S 4. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall’Autorità riguardo gli elementi metodologici da esplicitare nei Piani di sviluppo 2023.

Con riferimento alla “granularità” adottata per presentare gli investimenti, come descritta anche ai punti 7.6 e 7.7, si rimanda a quanto espresso in merito allo spunto S15 circa la disponibilità di indicatori di caratterizzazione dell’infrastruttura.

S 15. Osservazioni in merito alla scelta degli indicatori di prestazione delle reti di distribuzione e a potenziali meccanismi incentivanti collegati a tali indicatori.

Con il fine di migliorare la conoscenza delle caratteristiche e delle prestazioni del sistema elettrico si propone di determinare perimetri omogenei di territorio rispetto ai quali pubblicare alcuni parametri di caratterizzazione delle reti, in modo simile a quanto attualmente viene reso disponibile per le interruzioni. La pubblicazione di dati più dettagliati del sistema di distribuzione consentirebbe di aumentare, in modo significativo, la trasparenza del sistema elettrico e faciliterebbe le interazioni con gli *stakeholder* quali operatori energetici, imprese, centri di ricerca e singoli cittadini (v. anche punti §7.6 e §7.7 del documento di consultazione).

Naturalmente, per via la complessità del sistema elettrico e della sua evoluzione, gli indicatori non devono essere intesi come una valutazione prestazionale dei diversi operatori di rete, ma piuttosto come uno strumento per ottenere una maggiore conoscenza delle caratteristiche del sistema elettrico di distribuzione. In quest’ottica, risulterebbe più facile quantificare, per esempio, quali sono gli impatti degli interventi di controllo evoluto (*smart grid*) e di correlarli alle caratteristiche delle reti. A questo scopo risulta essenziale pubblicare non solo indicatori prestazionali, ma anche parametri che descrivono le caratteristiche delle reti, in modo da poter correlare le caratteristiche stesse delle reti con le azioni regolatorie più utili.

La loro inclusione permetterebbe così all’Autorità di ottenere una visione completa e dettagliata del sistema, permettendo l’identificazione immediata delle aree più critiche (per le quali indirizzare interventi specifici di miglioramento), ma anche l’identificazione delle aree più efficienti (da cui estrarre delle buone pratiche di pianificazione ed esercizio della rete). In sostanza, una conoscenza approfondita delle caratteristiche e dei parametri prestazionali di ogni singolo perimetro faciliterebbe l’adozione di azioni regolatorie *output based* e, in prospettiva, la possibilità di inviare segnali *locazionali*, anche basati su tariffe “ToU” di rete, per esempio al fine di incentivare la ricarica notturna o diurna dei veicoli elettrici. In aggiunta, la disponibilità di un livello informativo più dettagliato rispetto a quello attuale permetterebbe uno studio più preciso degli scenari di evoluzione di carico e generazione, consentendo anche alle istituzioni di adottare strategie più mirate.

Per questo motivo i perimetri di territorio individuati per la pubblicazione dei dati dovrebbero essere internamente il più omogenei possibile, in modo che i relativi parametri siano rappresentativi della rete e tali da rendere possibile il confronto tra più aree geografiche. In tal senso, un possibile perimetro potrebbe essere quello utilizzato per individuare le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), dato che la rete servita da una stessa cabina primaria dovrebbe avere caratteristiche abbastanza omogenee e, inoltre, di estensione territoriale confrontabile con quella di altre cabine di analoga tipologia. Ulteriori suddivisioni potrebbero

comunque essere adottate allo scopo di meglio differenziare aree urbane e rurali servite dalla stessa cabina primaria (spesso a uno stesso trasformatore AT/MT sono connessi *feeder* che servono aree con perimetri di aggregazione misti).

Definiti opportunamente i perimetri di territorio, potrebbero essere oggetto di pubblicazione diversi parametri rappresentativi delle reti elettriche che li servono, per esempio:

- Statistiche generali riguardo l'infrastruttura elettrica (potenza di trasformazione AT/MT, lunghezza totale delle linee MT e BT in cavo e in linea aerea, numero e potenza nominale dei trasformatori MT/BT...), le utenze connesse (numero di utenze, potenza nominale impegnata per classe di carico e di generazione, numero richieste di connessione...) e del territorio servito (estensione geografica...). Questi parametri permetterebbero di individuare dei *cluster* e di valutarne i parametri prestazionali, confrontandoli con le caratteristiche di reti e utenti.
- Principali informazioni tecniche (profili di potenza attiva e reattiva in cabina primaria, perdite, qualità della tensione) e amministrative (tempi medi per la connessione di nuove utenze, ...)
- Parametri stimati di prestazione della rete (*Hosting Capacity* per generazione e carico ...)
- Parametri di scenario adottati nei Piani di Sviluppo (evoluzione di carico e generazione...)
- Interventi previsti nel piano di sviluppo (inclusa la stima di fabbisogno/disponibilità di servizi di flessibilità).

Per quanto riguarda la pubblicazione dei dati, essi potrebbero essere resi disponibili tramite un'interfaccia WEB dedicata (simile a quanto elaborato per le CER) e i dati dovrebbero essere scaricabili facilmente anche in formato tabellare prestabilito. Si potrebbe inoltre prevedere una sezione dedicata sul sito dell'Autorità, in modo da facilitarne la consultazione (in modo simile all'interrogazione per i dati di continuità del servizio).

A supporto di quanto esposto sopra, è immediato riconoscere come, per esempio, l'indicazione di *Hosting Capacity* (per diverse tipologie di utenti della rete) per perimetri territoriali omogenei aiuterebbe a individuare più efficacemente le aree in cui la connessione di nuove utenze/impianti di generazione potrebbe essere più veloce. Un dettaglio geografico maggiore rispetto alle zone servite dalle cabine primarie ovviamente sarebbe a beneficio di diversi *stakeholder* del sistema elettrico (per esempio, le mappe pubblicate da Unareti per la connessione dei punti di ricarica per veicoli elettrici: <https://www.unareti.it/unr/unareti/elettricità/ricarica-dei-veicoli-elettrici/>).

Lo stesso dicasi anche per l'integrazione dei servizi di flessibilità nei piani di sviluppo dei distributori, dal momento che risulterebbe più agevole individuare le correlazioni tra la convenienza/disponibilità di servizi di flessibilità locale e le caratteristiche di rete. Considerazioni analoghe possono essere espresse anche relativamente agli interventi dedicati all'incremento dei livelli di resilienza.

Si evidenzia che in diversi paesi queste informazioni sono già disponibili:

- il governo australiano pubblica diverse mappe (<https://nationalmap.gov.au/>), tra cui mappe di *Hosting Capacity* di generazione distribuita, di valorizzazione dei mercati di flessibilità locale, degli investimenti proposti dai distributori, nonché una mappa completa delle linee di distribuzione e delle stazioni di trasformazione (comprese di alcune caratteristiche elettriche).

- L’Autorità di regolazione del Regno Unito ha disposto la pubblicazione di diversi dati, ai quali ogni operatore dedica una sezione di sito apposita. Alcuni esempi sono le mappe di *Hosting Capacity* di generazione (<https://www.northernpowergrid.com/generation-availability-map>) e carico (<https://www.northernpowergrid.com/demand-availability-map>), informazioni sulle caratteristiche attuali del sistema come flussi di potenza misurati su ogni Cabina Primaria (<https://connecteddata.westernpower.co.uk/dataset>), o strumenti per analizzare scenari (<https://odileeds.github.io/northern-powergrid/2021-DFES/index.html>).
- Interventi simili sono adottati anche in alcuni stati degli Stati Uniti d’America (<https://jointutilitiesofny.org/utility-specific-pages/hosting-capacity>).
- Alcuni paesi, infine, pubblicano diverse informazioni dettagliate delle infrastrutture di distribuzione, comprese mappe georeferenziate e profili (es. Francia <https://data.enedis.fr/pages/accueil/?id=dataviz-cartographie-des-reseaux>).

Si evidenzia che quanto sopra esposto è in linea con le più recenti proposte degli operatori europei per “un sistema elettrico a elevata osservabilità” (<https://www.entsoe.eu/news/2022/12/20/entso-e-and-dso-entity-signed-today-the-declaration-of-intent-for-developing-a-digital-twin-of-the-european-electricity-grid/>).

S 6. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall’Autorità riguardo l’evoluzione degli aspetti metodologici dei piani nel resto del 2023 e nel corso del 2024.

Si concorda sull’opportunità che – come avvenuto in altri ambiti (es. resilienza) – le imprese distributrici condividano tra loro, e successivamente rendano pubblici, i criteri e la metodologia adottati per la definizione degli scenari di elettrificazione e diffusione della generazione distribuita (v. anche §10.3 e §10.7), nonché per la determinazione delle relative *Hosting Capacity*.

S 13. Osservazioni in merito agli investimenti per l’ammodernamento di colonne montanti vetuste, sia nell’ambito dei Piani di sviluppo, sia in relazione a possibili azioni da parte delle imprese distributrici o dell’Autorità

Si auspica che, qualora vengano promulgate disposizioni a supporto di interventi rivolti a migliorare l’efficienza energetica degli edifici, il legislatore preveda che in presenza di determinati interventi “trainanti” e/o “trainati” che riguardano le parti comuni vi sia obbligo di bonifica delle colonne montanti vetuste.