

L'evoluzione della regolazione per la Generazione Distribuita

Andrea Galliani* *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA*

L'articolo sintetizza le principali innovazioni regolatorie che rilevano per la generazione distribuita, focalizzando l'attenzione sulle tematiche più attuali, quali l'osservabilità nel tempo reale, l'erogazione dei servizi ancillari e il cambiamento del ruolo dei distributori d'energia elettrica

Per effetto degli obiettivi europei¹, il mix di produzione dell'energia elettrica è oggetto di profondi cambiamenti in Italia e in Europa. Diminuisce la produzione da impianti termoelettrici programmabili di elevata taglia e aumenta la produzione da impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili, spesso utilizzate tramite numerosi impianti di piccola taglia distribuiti sul territorio. Più nel dettaglio, gli elementi essenziali che contraddistinguono il cambiamento in corso del mix produttivo sono:

- la forte crescita delle fonti rinnovabili che incidono nel 2020 per circa 117 TWh, pari al 41,7% del totale nazionale (280,5 TWh), a fronte del 25,5% circa nel 2010; in termini di potenza efficiente lorda, le fonti rinnovabili incidono nel 2020 per circa 56,6 GW, pari circa al 47,0% del totale nazionale (120,4 GW), a fronte del 27,5% nel 2010;

- la rilevante incidenza delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico (circa il 27,0% del totale installato nel 2020 a fronte dell'8,4% nel 2010; il 15,6% del totale prodotto nel 2020 a fronte del 3,7% nel 2010);
- la forte crescita della generazione distribuita², per lo più da fonti rinnovabili. Nel 2019 essa rappresentava, con 33 GW, circa il 27,7% della potenza efficiente lorda nazionale. Il suo peso in termini di produzione nel 2019 è risultato pari al 23,7% (con 69,6 TWh prodotti).

I nuovi impianti alimentati dalle fonti rinnovabili sono prevalentemente impianti eolici e fotovoltaici: vengono realizzati dove è disponibile la fonte, non necessariamente dove serve energia elettrica, e producono quando è disponibile la fonte, non necessariamente quando serve energia elettrica (che è accumulabile solo tramite costose conversioni energetiche nei sistemi di accumulo). Pertanto, l'energia elettrica prodotta dove non serve deve essere trasportata altrove, mentre l'energia elettrica prodotta quando non serve deve essere gestita modi-

1 Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'obiettivo da raggiungere entro il 2020 consiste nel soddisfare con fonti rinnovabili, a livello europeo, almeno il 20% del consumo finale lordo totale. Tale obiettivo è poi stato declinato in obiettivi vincolanti per ogni Stato membro (per l'Italia, il 17% entro il 2020, già raggiunto). Entro il 2030, l'obiettivo da raggiungere consiste nel soddisfare con fonti rinnovabili, a livello europeo, almeno il 32% del consumo finale lordo totale. Tale obiettivo non è stato declinato in obiettivi vincolanti per ogni Stato membro a cui spetta la definizione e l'implementazione di un proprio *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima* (PNIEC).

2 Con il termine Generazione Distribuita (GD) si intende l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione; tale definizione, di origine europea, ha sostituito la precedente definizione utilizzata in ambito nazionale, secondo cui la "generazione distribuita" era intesa come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA. Inoltre, con il termine Piccola Generazione (PG) si intende l'insieme degli impianti per la produzione d'energia elettrica, con capacità di generazione non superiore a 1 MW.

* Ogni commento è espresso a titolo personale e non coinvolge in nessun modo l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

ficando le logiche di gestione del sistema elettrico e/o tramite sistemi di accumulo. Inoltre, gli impianti alimentati dalle “nuove” fonti rinnovabili, dotati di inverter, hanno bassa inerzia e, quindi, non consentono di ristabilire i corretti valori di frequenza con la medesima rapidità degli impianti tradizionali.

La dismissione o la minor disponibilità di impianti programmabili comporta il venir meno di risorse per la costituzione di opportuni margini di riserva (infatti gli impianti non programmabili non potendo essere sempre disponibili all’occorrenza, forniscono un minore contributo in termini di margini di riserva rispetto agli impianti programmabili) e per i servizi ancillari (si riducono, cioè, gli impianti in grado di modificare la propria produzione all’occorrenza per garantire i corretti valori di frequenza di rete, il corretto profilo di tensione e per coprire in ogni istante il carico).

Quanto riassunto ha effetti sia sulle reti elettriche (cambiano i flussi sia sulle reti di trasmissione sia sulle reti di distribuzione), sia sulle modalità di copertura del carico. Occorre quindi innovare (o meglio, proseguire a innovare) la regolazione relativa al dispacciamento e la promozione selettiva di investimenti di rete, al fine di incrementare l’in-

tegrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, sfruttando il loro potenziale e, allo stesso tempo, garantendo adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico. Le soluzioni adottate devono essere tali da consentire il minor incremento dei costi totali (rete + dispacciamento) secondo un *Whole System Approach*.

Al riguardo, molti interventi regolatori sono già stati effettuati. Per quanto riguarda la Generazione Distribuita, i più rilevanti hanno riguardato l’innovazione delle condizioni per la connessione degli impianti alle reti elettriche, contribuendo allo sviluppo razionale e coordinato delle reti, nonché la prestazione obbligatoria di alcuni servizi di rete (quali l’installazione di dispositivi atti a evitare la disconnessione degli impianti finché la frequenza di rete rimane nell’intervallo 47,5 - 51,5 Hz, anziché nel precedente intervallo 49,7 - 50,3 Hz, evitando i problemi di sicurezza causati dal repentino venir meno della piccola generazione, ormai non più trascurabile, oppure l’installazione di sistemi di distacco da utilizzare qualora non fossero possibili ulteriori azioni per garantire la sicurezza del sistema elettrico). Sono stati anche definiti strumenti per la promozione selettiva degli investimenti di rete, tenendo conto dei benefici attesi (in ottica *output-based*), consen-



tendo anche la promozione degli investimenti che garantiscano una elevata *hosting capacity* della rete di distribuzione (cioè la capacità di connettere e gestire impianti di produzione) con un volume inferiore di investimenti tradizionali. È attualmente in corso un'azione regolatoria finalizzata all'innovazione della regolazione del dispacciamento elettrico. Nei successivi paragrafi verranno presentate le principali novità in merito, per quanto di particolare interesse per la generazione distribuita.

Erogazione dei servizi ancillari da impianti di Generazione Distribuita

In un contesto in cui si riducono gli impianti programmabili (soprattutto termoelettrici) che hanno storicamente erogato i servizi ancillari, occorre valutare soluzioni alternative. Per questo motivo, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA, nel seguito Autorità), con la deliberazione 300/2017/R/eel [1], ha dato inizio a una fase sperimentale per iniziare a consentire la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita, inclusi i sistemi di accumulo, tramite progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse per i servizi ancillari.

Indubbiamente, la Generazione Distribuita può avere ruoli di rilievo, con particolare riferimento alle unità maggiormente flessibili, quali gli impianti idroelettrici e gli impianti di cogenerazione.

I progetti pilota assumono un ruolo di “regolazione pilota” e, pur in forma sperimentale, consentono la partecipazione a tutte le unità di produzione e di consumo tecnicamente in grado di erogare risorse di flessibilità. Le condizioni tecniche per l'abilitazione vengono definite e aggiornate da Terna, anche in funzione delle evidenze che emergono durante la sperimentazione, al fine di evitare ingiustificate barriere all'ingresso consentendo la massima partecipazione possibile delle unità, a favore della concorrenza nella fornitura dei servizi ancillari: ad esempio, proprio a tal fine, l'abilitazione può essere ottenuta per la fornitura anche di un solo servizio (e non necessariamente per tutti i servizi oggi previsti per gli impianti programmabili di elevata taglia) ed è consentita la possibilità di fornire un servizio “asimmetrico” ovvero che preveda esclusivamente un incremento (oppure decremento) del proprio profilo di immissione (oppure di prelievo).

Inoltre, poiché la nuova apertura di MSD riguarda unità di produzione e unità di consumo anche di

piccola taglia, diventa importante consentire forme di aggregazione, le cui modalità devono essere accuratamente valutate, in modo che il contributo che possono dare al sistema non sia trascurabile e sia più semplice la loro partecipazione a MSD. Il *Balance Service Provider* (BSP), cioè il soggetto responsabile dell'erogazione dei servizi ancillari, che storicamente ha erogato servizi ancillari tramite impianti programmabili di elevata taglia, diventa così un aggregatore di risorse diffuse. L'aggregazione ai fini della fornitura di servizi ancillari è però molto diversa da una normale aggregazione a fini commerciali, in quanto non può trascurare i reali vincoli di rete perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema. Infatti, dal punto di vista del sistema elettrico, l'aggregato è l'equivalente di un singolo impianto che fornisce servizi ancillari: la movimentazione di uno qualunque dei suoi componenti per erogare i servizi richiesti non deve generare nuovi problemi derivanti da vincoli di rete perché non ci sarebbe più il tempo necessario per risolverli. All'aggregato ai fini della partecipazione a MSD è stato dato il nome di UVA (Unità Virtuale Abilitata).

Per quanto di interesse per la generazione distribuita, il più importante progetto pilota in corso è il progetto UVAM (UVA Mista di unità di consumo e di produzione). In esso, le unità di produzione e di consumo possono essere aggregate in UVA miste, nella responsabilità del medesimo BSP, aventi capacità di modulazione minima a salire o a scendere almeno pari a 1 MW.

L'osservabilità della generazione distribuita

Un altro tema di rilievo, al momento in corso di definizione, è quello dell'estensione dell'osservabilità, oggetto del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel [2] anche per tenere conto del regolamento SOGL [3].

Occorre, cioè, fare in modo che anche gli impianti di generazione distribuita possano essere “osservati” in tempo reale dai gestori di rete. La disponibilità di alcuni dati ulteriori rispetto a quelli già attualmente disponibili (quali le misure in tempo reale della produzione da impianti di generazione distribuita di più elevata taglia e le misure aggregate di immissioni e prelievi a livello di cabina primaria) può, infatti, arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale e di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (minore esigenza di margini di riserva), nonché in termini di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione.

Al riguardo, a seguito di varie discussioni che hanno coinvolto anche i distributori, Terna ha previsto (come approvato dall’Autorità con la deliberazione 36/2020/R/eel [4]) che i dati di produzione in tempo reale, non validati, debbano essere resi disponibili da:

- a. tutti gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e con potenza maggiore o uguale a 1 MW (“perimetro standard”);
- b. un sottoinsieme, di ampiezza da definire, di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione e di potenza minore di 1 MW, rappresentativi dell’intera generazione distribuita di potenza minore di 1 MW (“perimetro esteso”).

L’intervallo di campionamento dei dati in tempo reale è stato definito pari a 4 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e pari a 20 s nel caso di impianti di produzione

connessi alle reti di bassa tensione. Infine, l’invio dei dati in tempo reale avverrà primariamente per il tramite dei distributori (che acquisiranno tali dati dagli impianti di produzione tramite protocollo standard, in particolare il protocollo IEC 61850 internazionalmente riconosciuto come standard per le Smart Grid): sarà cura dei medesimi metterli a disposizione di Terna.

A seguito della definizione, da parte del CEI, dei requisiti tecnici che devono rispettare i dispositivi da installare presso gli impianti di generazione distribuita connessi alle reti di media tensione, è attualmente in corso di definizione, da parte dell’Autorità, la responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni tecnologiche necessarie per lo scambio dati, le tempistiche di implementazione dello scambio dati, nonché le tempistiche e le relative modalità di copertura dei costi per l’eventuale adeguamento degli impianti di generazione distribuita esistenti (si rimanda, al riguardo, al documento per la consultazione 361/2020/R/eel [5]).

I primi impianti di produzione, anche esistenti, interessati dall’osservabilità saranno quelli afferenti al perimetro standard, cioè circa 3.000 impianti per circa 9 GW. A seguire, l’osservabilità potrebbe essere estesa anche ad altri impianti connessi alle reti di media o bassa tensione che dovranno essere scelti in modo opportuno affinché siano rappresentativi, contenendo il più possibile i relativi costi.

Evoluzione del ruolo delle imprese distributrici

La continua diffusione di impianti di generazione distribuita, caratterizzata per lo più da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili connessi alle reti di distribuzione, nonché i cambiamenti attesi, in termini sia di volumi sia di profilo, dei prelievi d’energia elettrica dalle reti di distribuzione (per effetto, ad es., della sostituzione di caldaie tradizionali con pompe di calore elettriche, o della diffusione della mobilità elettrica), contestuale a una maggiore diffusione di sistemi di accumulo di piccola dimensione, rendono necessaria una importante revisione del ruolo delle imprese distributrici.

Esse, in coerenza con quanto disposto dalla normativa europea e in particolare dalla direttiva 2019/944 [6], assumeranno due ruoli ulteriori rispetto a quelli tradizionalmente di loro competenza:

- il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell’approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi an-



cillari messi a disposizione dai BSP necessari per la sicurezza del sistema nel suo complesso (questo ruolo è già parzialmente testato negli attuali progetti pilota); per tale attività rileva l'estensione dell'osservabilità;

- il ruolo di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali (cioè i servizi necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione o porzioni di esse), qualora ve ne sia la necessità per le esigenze di rete a livello di distribuzione (quali gestione emergenza, mantenimento profilo di tensione, gestione di congestioni derivanti da diffusione di climatizzatori e auto elettriche).

Il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento dei servizi ancillari globali è già stato oggetto di prima implementazione, seppure in forme limitate e parziali, nell'ambito delle sperimentazioni avviate con la deliberazione 300/2017/R/eel. Infatti, in tali sperimentazioni, i distributori devono essere informati, nell'ambito del processo di abilitazione al MSD, delle unità di produzione e di consumo incluse nelle UVA; ciò consente l'analisi degli effetti sulle reti locali di ipotetiche movimentazioni all'interno di una UVA, indicando limitazioni *ex-ante* alla movimentazione di alcune unità.

In merito al ruolo di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali, l'Autorità, con la deliberazione 352/2021/R/eel [7], ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate sia per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali

necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, anche in ottica prospettica tenendo conto degli obiettivi europei in materia di decarbonizzazione, sia per la relativa remunerazione. Le imprese distributrici sono quindi chiamate a formulare le proprie proposte in modo coordinato, evitando che i medesimi servizi siano erogati e remunerati in modo difforme (a parità di condizioni) per diversi DSO. Questo dopo aver svolto alcune attività preliminari, in primis l'identificazione dei servizi ancillari locali necessari, gli obiettivi cui sono funzionali, le loro caratteristiche e il relativo fabbisogno.

L'approvvigionamento di servizi ancillari locali dovrà essere effettuato secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato, come previsto dalla direttiva 2019/944.

Con l'assunzione di questi nuovi ruoli da parte delle imprese distributrici, si completerà il cambio di paradigma nella gestione delle reti di distribuzione, dalla logica "fit-and-forget" alla logica "fit-and-manage".

Conclusioni

Il sistema elettrico del futuro sarà caratterizzato da una ancora più marcata incidenza degli impianti non programmabili (eolici e fotovoltaici) spesso, soprattutto i fotovoltaici, di ridotta taglia e connessi alle reti di distribuzione. Sarà anche ca-



ratterizzato da una minore presenza di impianti termoelettrici.

In un siffatto sistema, diventano sempre più importanti e necessarie le innovazioni regolatorie già avviate. Al fine di incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, nel rispetto degli obiettivi europei, sfruttando il loro potenziale e, allo stesso tempo, continuando a garantire adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico, occorre continuare a promuovere, con logica *output-based*, lo sviluppo infrastrutturale (nuove reti elettriche, potenziamento di reti esistenti, installazione di dispositivi che consentano la gestione "attiva" anche delle reti di distribuzione, ecc.), in modo ottimizzato con l'innovazione del dispacciamento. Occorre anche proseguire l'innovazione della regolazione del dispacciamento per rivedere la definizione dei servizi ancillari o individuarne di nuovi all'occorrenza, per disporre di nuove risorse per gli stessi in sostituzione di quelle fornite dai termoelettrici e per innovare il ruolo dei distributori.

È altresì necessario implementare meccanismi efficaci che consentano la realizzazione e la remunerazione dei sistemi di accumulo di elevata capacità, necessari soprattutto per il *time shifting* (poiché l'energia elettrica da fonti rinnovabili spesso non viene prodotta quando serve), per i quali gli attuali strumenti di mercato non risultano sufficienti: allo scopo occorrerebbero strumenti che consentano soluzioni di mercato con un oriz-

zonte a lungo termine per dare stabilità agli investimenti. Ad esempio, potrebbero essere organizzate procedure concorsuali per selezionare i sistemi di accumulo più efficienti, da realizzare e remunerare tramite contratti a lungo termine, accompagnate da procedure concorsuali per assegnare la gestione degli stessi a operatori di mercato, affinché il loro utilizzo sia ottimizzato in funzione delle esigenze del sistema elettrico.

In conclusione, il sistema elettrico, già profondamente modificato negli ultimi anni, continuerà ad essere oggetto di importanti innovazioni, verso uno *smart system* sempre più caratterizzato da flessibilità e interoperabilità tra tutti i soggetti a vario titolo coinvolti.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Deliberazione dell'Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, *Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo.*
- [2] Deliberazione dell'Autorità 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, *Avvio di procedimento per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna SpA, le imprese di distribuzione di energia elettrica e i "significant grid user" ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.*
- [3] Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017, che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (cd. regolamento *System Operation Guidelines* - SOGL).
- [4] Deliberazione dell'Autorità 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel, *Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete per l'implementazione delle disposizioni in merito a scambio dati, verifiche di adeguatezza e piani di indisponibilità, ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485.*
- [5] Documento per la consultazione dell'Autorità, 6 ottobre 2020, 361/2020/R/eel, *orientamenti dell'Autorità ai fini dell'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna SpA, le imprese distributrici e i "Significant Grid User" ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.*
- [6] Direttiva (UE) 5 giugno 2019, 2019/944, *norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.*
- [7] Deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel, *Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.*
- [8] Relazione dell'Autorità del 2 luglio 2019, 291/2019/I/efr, *Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita.*
- [9] M. Ricci, A. Galliani, A. Rossi: *L'evoluzione della regolazione del dispacciamento: il DCO 322/2019/R/eel, AEIT*, settembre-ottobre 2019.
- [10] A. Galliani, M.S. Pasquadibisceglie: *A new concept for Italian dispatching market: decision 300/2017, AEIT International Annual Conference*, settembre 2018.

