

Il nuovo TIDE

Revisione della tassonomia, ridefinizione dei servizi MSD, trasparenza del dispacciamento e distinzione tra operatività fisica e commerciale: un primo inquadramento delle proposte che si avviano a ridisegnare il mercato.

IN CONSULTAZIONE LO SCHEMA ARTICOLATO DEL DISPACCIAMENTO

Tre anni dopo la prima consultazione nel DCO [322/2019/R/eel](#), l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) compie un significativo passo verso la ridefinizione organica della regolazione del dispacciamento elettrico.

Con il DCO [685/2022/R/eel](#), infatti, è stato messo in consultazione lo schema articolato del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), continuando il processo che si era aperto con la [Delibera 393/2015](#).

Il duplice obiettivo è quello di rendere coerente il disegno italiano con le nuove regole europee ([Regolamento CACM](#), [Regolamento Balancing](#), [Regolamento Elettrico](#)) e, al contempo, garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, in un contesto caratterizzato dalla crescente diffusione di impianti di generazione rinnovabile e di generazione distribuita, nonché dal progressivo venir meno della disponibilità dei tradizionali impianti di generazione termoelettrica. L'attuale quadro regolatorio¹, essendo stato pensato per un sistema prevalentemente costituito da risorse di generazione programmabili e concentrate e per utenze di domanda passive, non è più adatto a un sistema che sta evolvendo verso una prevalenza di risorse non programmabili e decentrate, con un'utenza di domanda attiva.

Un primo passo della riforma è stato fatto nel 2017 con la delibera [300/2017/R/eel](#), che prevede la possibilità per Terna di avviare progetti pilota (UPI, UPR, UVAM e *Fast Reserve*) con lo scopo di sperimentare l'apertura del mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) alle risorse non programmabili, a quelle distribuite ed ai sistemi di accumulo, anche in forma aggregata. È poi seguita la prima consultazione sul TIDE ([322/2019/R/eel](#)), in cui l'Autorità ha delineato gli orientamenti generali della riforma dell'attività di dispacciamento ([Newsletter 235](#)).

Dopo un lungo lavoro, a dicembre la disciplina di dettaglio è stata pubblicata per la consultazione

degli operatori. Il TIDE, sostituendo l'allegato A della vecchia Delibera 111/2006 e raggruppando in un unico documento tutte le disposizioni adottate nel corso degli ultimi anni, intende completare il processo di riforma, fornendo a tutti i soggetti un quadro regolatorio certo, che faccia da riferimento per le decisioni di investimento.

Il modello di dispacciamento proposto nel TIDE è un modello di merito economico in cui tutte le risorse, a prescindere dalla loro natura (programmabili o non programmabili, di consumo o di produzione) possono offrire il proprio contributo alla regolazione e al bilanciamento della rete elettrica, assumendo il duplice ruolo di produrre e/o consumare energia, e prestare servizi ancillari al sistema. In questo disegno, anche le reti di distribuzione, i consumatori e le piccole rinnovabili distribuite sono chiamati a partecipare al mercato attivamente.

I principali punti di interesse del TIDE sono individuati nella revisione della tassonomia, nella ridefinizione dei servizi MSD coerentemente alle nuove esigenze del sistema, nella richiesta a Terna di trasparenza e di miglioramento dei sistemi di dispacciamento e nella distinzione tra operatività fisica e commerciale. Dopo un inquadramento generale in questo numero di Newsletter, ciascuno di questi temi verrà approfondito in un articolo dedicato nelle prossime pubblicazioni.

CON LA REVISIONE DELLA TASSONOMIA SI ALLARGA LA PLATEA DELLE RISORSE SUL MSD

Il nuovo schema di dispacciamento elimina la definizione di rilevanza delle unità basata sul requisito di potenza minima superiore a 10 MVA richiesta alle Unità di Produzione (UP) per la partecipazione al Mercato dei Servizi, ritenuta ormai anacronistica. Le piccole risorse distribuite e le unità di consumo potranno quindi offrire il proprio contributo alla sicurezza e al bilanciamento del sistema elettrico.

¹ Delineato nella [Delibera 111/2006](#).

In questo modo, viene favorita la competizione tra tutte le risorse in grado di fornire un determinato servizio, a prescindere dal tipo di tecnologia, essendo l'unico fattore discriminante il prezzo richiesto per l'erogazione. Per massimizzare la partecipazione al dispacciamento delle piccole risorse e garantire l'efficienza del sistema, il TIDE consentirà di prestare i servizi a livello aggregato (portafogli zonali) su base nodale (UVAN²), zonale o macrozonale (UVAZ³), a seconda del perimetro geografico su cui il servizio stesso è definito e approvvigionato da Terna. Tale possibilità viene estesa anche alla partecipazione al MGP, con l'unico vincolo che i portafogli zonali devono essere costituiti da unità della stessa tipologia (ad esempio distinguendo la produzione rinnovabile non programmabile da quella programmabile), al fine di consentire l'applicazione di un eventuale *decoupling* di prezzo fra le risorse rinnovabili e fossili, qualora fosse implementato a livello europeo, o di meccanismi di contenimento degli extra-profitti. Dopo quanto sperimentato con i progetti pilota ex Delibera 300/2017, si crea, quindi, in modo strutturale l'opportunità per operatori aggregatori di gestire portafogli di unità di produzione e consumo sul mercato, ottimizzandone il dispacciamento in modo congiunto.

I SERVIZI MSD VENGONO RIDEFINITI COERENTEMENTE ALLE NUOVE ESIGENZE DEL SISTEMA

Uno degli elementi di maggior importanza è la ridefinizione dei servizi ancillari già inclusi nel Codice di Rete, sulla base del principio della neutralità tecnologica (quindi senza distinzione tra unità programmabili e non programmabili), sia per la partecipazione degli operatori sia per l'approvvigionamento da parte di Terna. Sarà compito di Terna individuare il perimetro di riferimento (nodale, zonale o macrozonale) all'interno del quale uno specifico servizio potrà essere indistintamente erogato da ogni unità o raggruppamento di unità. A titolo esemplificativo, la risoluzione delle congestioni sarà fornita da risorse aggregate a livello nodale (UVAN), mentre la riserva secondaria o primaria, avendo un perimetro macrozonale, potrà essere erogata da unità aggregate a livello zonale. I perimetri degli aggregati devono, quindi, rispondere alle specificità di ogni servizio ancillare, tenendo conto delle caratteristiche della rete elettrica.

Il nuovo modello di dispacciamento propone inoltre di introdurre nuovi servizi ancillari accanto a quelli già esistenti, come il servizio di *Fast Reserve*, già sperimentato tra i progetti pilota ex Delibera 300/2017, oppure il servizio di Modulazione Straordinaria, che mira a razionalizzare le attività di dispacciamento di ultima istanza, superando l'interrompibilità dei carichi e il distacco delle produzioni.

A TERNA SI RICHIEDE TRASPARENZA E IL MIGLIORAMENTO DEI MODELLI DI DISPACCIAMENTO

L'efficienza e l'economicità del dispacciamento dipendono fortemente dai modelli di rete utilizzati da Terna. Il loro miglioramento e quello degli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento sono, quindi, elementi cruciali nel nuovo TIDE. Pur mantenendo gli stessi principi generali (minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi, fornire un segnale trasparente del valore economico delle risorse, permettere alle risorse di presentare offerte che riflettono la struttura dei costi, consentire l'identificazione dei costi relativi a ciascun servizio), nel TIDE vengono specificati i criteri con cui dovranno essere predisposti tali modelli e algoritmi. Terna sarà così chiamata a intervenire e a garantire trasparenza sulla definizione dei fabbisogni, sulle logiche di ottimizzazione e approvvigionamento e sulla gestione aggregata delle risorse. Allo stesso tempo dovrà essere favorito un progressivo accoppiamento con i mercati esteri, al fine di massimizzare l'approvvigionamento di risorse sulle piattaforme di bilanciamento europee, riservando un ruolo residuale al mercato nazionale.

OPERATIVITÀ COMMERCIALE E FISICA VENGONO DISTINTE

Il nuovo TIDE riprende il tema della separazione tra operatività commerciale e fisica, già annunciato nella precedente consultazione, ma con un approccio più morbido rispetto a quello emerso dai primi orientamenti. Viene mantenuta la possibilità di programmare fisicamente le singole unità su una piattaforma di nomina, indipendentemente dalle transazioni commerciali, nonostante queste siano vincolanti a livello di portafoglio zonale. La partecipazione al mercato dovrebbe così dare all'operatore una maggiore libertà di programmare le singole unità in un'ottica di ottimizzazione di

² Unità Virtuali Aggregate Nodali.

³ Unità Virtuali Aggregate Zonali.

portafoglio, ferma restando la necessità di riconciliare la posizione a livello zonale e di rispettare la fisicità delle unità e delle interconnessioni. Questo non implica che MGP e MI divengano mercati puramente finanziari, in quanto continueranno a mantenere la loro natura fisica. Le offerte commerciali potranno essere presentate sul mercato dell'energia elettrica nei limiti della potenza delle unità e Terna sarà tenuta a effettuare verifiche a campione sulla loro coerenza con lo stato effettivo delle unità. In tale contesto, è fondamentale l'istituzionalizzazione di due figure autonome e idealmente distinte: il *Balancing Service Provider* (BSP), che assume la funzione di aggregatore con la responsabilità delle movimentazioni per la fornitura dei servizi ancillari al sistema, e il *Balance Responsible Party* (BRP), *trader* con la responsabilità della commercializzazione e della programmazione degli impianti. Si dividono così due ruoli che fino a oggi erano rimasti accoppiati nell'unica figura dell'Utente del Dispacciamento (UdD). La distinzione tra le due figure si riflette anche a livello di *settlement*: il BRP è infatti responsabile dello sbilanciamento, inteso come differenza fra quanto immesso e prelevato dalle unità di cui è responsabile e il relativo programma base; il BSP risponde invece per la corretta esecuzione delle movimentazioni da parte delle unità abilitate. Il TIDE tratta anche il tema della compensazione economica tra i due soggetti: il BSP è, infatti, remunerato da Terna per la fornitura della movimentazione, mentre il BRP è remunerato dal GME per l'energia comprata o venduta sui mercati. Il BRP dovrà, quindi, essere adeguatamente compensato per il controvalore economico dell'energia oggetto di movimentazione da parte del BSP.

TEMPI AMBIZIOSI PER L'IMPLEMENTAZIONE E TEMI ANCORA APERTI

Lo schema del TIDE proposto sarà aperto alla consultazione fino al 13 marzo, dopodiché si prevede un tempo relativamente ridotto per la definizione della nuova disciplina (estate 2023) e i necessari adeguamenti del Codice di Rete e delle regole dei mercati dell'energia da parte di Terna e GME (estate 2024), con l'obiettivo di far partire dal 2025 il nuovo disegno di mercato. I tempi sono quindi ambiziosi, sia a livello di istituzioni, che dovranno adeguare i regolamenti e i modelli a un nuovo paradigma di dispacciamento, sia a livello di operatori, chiamati a adattare e innovare le attività che svolgono sui mercati.

Il TIDE non affronta, tenendolo separato in modo esplicito, il tema della remunerazione degli investimenti, ma ha l'ambizione di definire un quadro regolatorio nuovo e certo, in cui gli attori del mercato elettrico possano muoversi, cogliendo le nuove opportunità che potranno crearsi nella transizione.

Mentre alcuni temi, come l'articolazione dei mercati (XBID e relativo coordinamento con MSD) o la disciplina degli sbilanciamenti, già affrontati negli ultimi mesi a livello regolatorio, vengono confermati nel TIDE, altri, come il superamento del PUN, la razionalizzazione e revisione dei corrispettivi di dispacciamento, la definizione del ruolo dei distributori e del rapporto con il TSO, sono solo messi in luce dal TIDE, ma dovranno essere oggetto di analisi e dettaglio ulteriore in futuro.