

L'Italia si prepara a continuare il *capacity market*

L'Italia ha sottomesso alla Commissione Europea il Piano di Attuazione delle riforme previste sui mercati elettrici, per adattare il disegno al nuovo contesto di mercato e continuare il processo di integrazione nel mercato comune europeo. In attesa del completamento della riforma, proseguire il capacity market rimane necessario per assicurare l'adequatezza del sistema, incentivando nuovi investimenti in capacità per affrontare il phase-out del carbone.

L'Italia ha sottomesso alla Commissione Europea il Piano di Attuazione delle riforme previste sui mercati elettrici, per adattare il disegno al nuovo contesto di mercato e continuare il processo di integrazione nel mercato comune europeo. In attesa del completamento della riforma, proseguire il *capacity market* rimane necessario per assicurare l'adequatezza del sistema, incentivando nuovi investimenti in capacità per affrontare il *phase-out* del carbone.

RIMANE A RISCHIO L'ADEGUATEZZA NEL MEDIO PERIODO

MERCATO CORTO NELLE PRIME ASTE MADRI

Nello scorso mese di novembre, si sono svolte le prime aste madri per il *capacity market*, attraverso le quali Terna ha contrattualizzato le risorse necessarie a garantire l'adequatezza per gli anni di *delivery* 2022 e 2023 ([Newsletter 237-238](#)).

Nonostante la significativa partecipazione anche di capacità nuova (per la quale sono risultati approvvigionati circa 6 GW di progetti relativi a nuovi impianti di produzione), il mercato è risultato corto, cioè non in grado di soddisfare interamente la domanda di adeguatezza di Terna.

Le due aste, infatti, hanno chiuso entrambe al *cap* di premio definito dall'Autorità, fatta eccezione per la "capacità estera", vale a dire per gli operatori disposti a impegnarsi in un contratto puramente finanziario, assumendosi il rischio prezzo sul Mercato del Giorno Prima a fronte dell'erogazione del premio: questo è stato infatti l'unico segmento

su cui si è registrata una vera competizione, spingendo l'equilibrio a livelli molto inferiori al *cap*.

Terna ha avuto inoltre bisogno di attivare l'ultimo *round* d'asta, riservato alla capacità nuova non ancora in possesso delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, e che, secondo la disciplina del mercato, viene utilizzato solo nel caso in cui la capacità approvvigionata nei *round* precedenti (esistente e nuova autorizzata) non sia stata in grado di raggiungere la soglia minima di adeguatezza (rappresentata dal punto B della curva di domanda).

Dagli esiti ufficiali del *capacity market*, non emerge il grado finale di copertura della domanda, cioè se l'approvvigionamento della capacità nuova non autorizzata sia stato sufficiente a chiudere il mercato.

Non sono, infatti, disponibili informazioni sull'ammontare di capacità che è stata considerata come "passante" a prezzo zero nella curva di offerta, perché non qualificata al meccanismo o qualificata ma non offerente.

È però ragionevole ipotizzare che il mercato sia rimasto corto anche in questa fase, dove il premio è rimasto fermo al *cap* come nei *round* precedenti. È comunque possibile stimare indicativamente, a partire dai dati di capacità installata e di disponibilità, una domanda residua di adeguatezza non coperta superiore ai 3 GW nel 2022 e compresa tra 1 e 2 GW nel 2023, che necessita di essere coperta tramite procedure di gara successive.

IL PHASE-OUT DEL CARBONE RICHIEDE CAPACITÀ ADDIZIONALE

L'ulteriore bisogno di adeguatezza è comunque confermato anche dalle analisi riportate nel Report di Adeguatezza pubblicato da Terna nel 2019, nel quale si stima che il sistema elettrico italiano abbia bisogno al 2025 di circa 54 GW di capacità produttiva termoelettrica, oltre a 3 GW di *storage* addizionale, per assicurare il livello *target* di adeguatezza, fissato alle 3 ore di *Loss of Load Expectation* (LOLE).

Questo livello di capacità termoelettrica, oggi avvicinato dalla capacità attualmente installata, risulta in realtà abbastanza lontano nel 2025-2030, considerando il piano di *phase-out* del carbone previsto dal PNIEC, che potrebbe ridurre nei prossimi anni la capacità disponibile di un ammontare fino a 7 GW.

La stessa penetrazione della capacità installata da fonti rinnovabili, pur con gli ambiziosi tassi di crescita previsti dagli obiettivi nazionali, non contribuisce in modo significativo alla garanzia di adeguatezza, vista la ridotta probabilità di disponibilità di tali fonti durante il picco di domanda (nelle aste del *capacity market*, Terna ha infatti applicato fattori di *derating* pari all'82% per l'eolico e all'89% per il fotovoltaico). D'altra parte, riducendo in modo significativo lo spazio per la generazione convenzionale sui mercati, impatta negativamente sulle prospettive di marginalità e quindi sulle scelte di investimento in capacità termoelettrica.

Per questo la capacità necessaria all'adeguatezza deve essere approvvigionata tramite meccanismi di capacità, che possano creare dei segnali di lungo periodo in questo momento non forniti dai mercati *spot*: le aste svolte lo scorso anno hanno iniziato il processo, tuttavia nuove aste dal 2024 sono necessarie per poter completare il processo di dismissione del carbone, mantenendo un adeguato margine di riserva sul sistema.

INCERTEZZA SULLE AUTORIZZAZIONI

Tra i punti da non sottovalutare, rimangono anche i procedimenti autorizzativi della capacità nuova già contrattualizzati in asta: quasi 4 GW sui 6 GW complessivamente approvvigionati risultano, infatti, ancora in corso di autorizzazione, con tempi abbastanza stretti per la conclusione dell'iter.

A questo proposito, Terna ha già concesso una deroga di circa 80 giorni, per ovviare alla sospensione dei procedimenti amministrativi nel periodo di *lock-down* intercorso tra fine febbraio e metà maggio, spostando la *deadline* per presentare tutti i permessi relativi alla costruzione e all'esercizio degli impianti a settembre 2020 (per gli impianti attesi in *delivery* nel 2022) o marzo 2021 (per gli impianti attesi in *delivery* nel 2023).

Il rischio che almeno una parte di questi non sia in grado di adempiere all'impegno sembra ancora abbastanza elevato: è perciò opportuno prevedere lo svolgimento di aste di aggiustamento sui medesimi anni di *delivery* per permettere una riallocazione degli obblighi sulla base dell'avanzamento dei diversi progetti.

L'EUROPA RICHIEDE UN PIANO DI ATTUAZIONE DELLE RIFORME

LA PROCEDURA PREVISTA DAL NUOVO REGOLAMENTO EUROPEO

Per poter svolgere nuove aste del *capacity market*, è tuttavia necessario conformarsi al nuovo Regolamento Europeo del mercato interno dell'energia elettrica¹, adottato a giugno dello scorso anno, facendo comunque salvi i contratti conclusi entro dicembre 2019 sotto meccanismi precedentemente approvati dalla Commissione.

L'Italia quindi, lo scorso anno, ha sfruttato l'unica finestra disponibile per lo svolgimento delle prime aste del meccanismo sotto il precedente regolamento, applicando il disegno che era stato approvato dalla Commissione con le due decisioni del 2018 e del 2019 e adottato tramite decreto ministeriale a fine giugno.

¹ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica.

Nuove procedure di gara, sia riferite agli stessi anni di *delivery* (ad es. aste di aggiustamento per il 2022-2023) o ad anni di *delivery* successivi (aste madri per il 2024 e oltre), necessitano di seguire l'iter procedurale definito al capo IV del nuovo regolamento.

In particolare, si prevede che gli Stati membri che hanno individuato un problema di adeguatezza pubblichino un piano di attuazione delle misure volte a eliminare tutte quelle distorsioni normative o di mercato che sono state individuate nella procedura di aiuti di Stato: tale piano deve essere inviato alla Commissione, che fornirà, entro 4 mesi, un parere, indicando se le misure previste siano ritenute sufficienti o sia necessario integrare il piano di attuazione.

Lo Stato Membro deve quindi fornire una relazione annuale in cui monitora lo stato di implementazione delle diverse misure, tramite il quale informare la Commissione, anche dopo che il problema di adeguatezza sarà stato risolto. Il meccanismo di remunerazione della capacità non può essere quindi introdotto prima della ricezione del parere della Commissione.

In secondo luogo, la valutazione dell'adeguatezza deve essere condotta non solo a livello nazionale, ma anche a livello europeo, secondo gli scenari e la metodologia definita da ENTSO-E, per poter certificare un motivo di preoccupazione relativo all'adeguatezza delle risorse.

Infine, il meccanismo precedentemente approvato deve essere conformato a quanto previsto dai principi generali dei meccanismi di capacità definiti nel Regolamento, i cui punti principali sono l'assenza di distorsioni sul mercato e la selezione delle risorse tramite un processo competitivo e non discriminatorio.

L'ITALIA AFFERMA LA BONTÀ DEL PROPRIO MECCANISMO

Nel mese di luglio, l'Italia ha iniziato questo iter, inviando il proprio Piano di Attuazione alla Commissione, che l'ha messo in consultazione, al fine di emanare un parere entro ottobre-novembre 2020.

Relativamente al rispetto dei principi generali, il Piano descrive il meccanismo già adottato in Italia, affermandone la coerenza rispetto a quanto richiesto dall'Europa. I principali punti critici sembrano essere due:

- la natura di "*reliability options*" che prevede l'applicazione di uno *strike price* ai prezzi registrati sul mercato e che quindi potrebbe essere interpretato come una distorsione dei segnali di prezzo provenienti dai mercati *spot*. La posizione espressa dal Piano di Attuazione è che, in realtà, lo *strike price* non sia direttamente un *cap* ai mercati (e quindi con effetti distorsivi), perché, essendo applicato ex post e in funzione del fattore di carico del sistema, esso permetta agli operatori di generare "normali" segnali di prezzo sui mercati, generando però un beneficio in termini di costi sul sistema grazie alle restituzioni previste
- la partecipazione di tutte le risorse, incluse quelle estere. A oggi, la partecipazione delle risorse estere, nel meccanismo italiano, è puramente ristretta a un'obbligazione finanziaria, che non necessita di risorse fisiche sottostanti. Una piena partecipazione della capacità di generazione fisica estera è possibile solo a valle di accordi stipulati tra i TSO e previsti in una fase più avanzata del mercato (la cosiddetta Fase di Piena Attuazione). Sembra perciò un punto necessario per garantire una piena apertura del meccanismo a tutte le risorse.

PREVISTA UN'AMPIA GAMMA DI MISURE CORRETTIVE AI MERCATI

Coerentemente a quanto richiesto dal Regolamento europeo, il Piano di Attuazione affronta poi tutte le misure correttive previste nel processo di riforma e destinate a risolvere i "fallimenti" del mercato elettrico, riprendendo anche diverse tematiche già toccate all'interno della consultazione sul Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, aperta la scorsa estate ([Newsletter 235](#)).

Innanzitutto, l'eliminazione dei limiti di prezzo esistenti sui mercati *spot*, al fine di consentire l'esplicitazione dei corretti segnali di prezzo, che

si concretizzerà attraverso l'introduzione dei prezzi negativi (anche se solo sulla fase dei mercati strettamente dell'energia, cioè Mercato del Giorno Prima e Mercato Infragiornaliero), attesa entro fine 2020, e l'innalzamento del *cap* sui mercati infragiornalieri a 9.999 €/MWh, come previsto dal *target model*.

Tali misure, che possono creare un segnale interessante soprattutto per le risorse flessibili, potrebbero comunque avere un impatto limitato dal fatto che non interessano tutte le sessioni di mercato, in particolare i mercati dei servizi e bilanciamento.

Su questi ultimi, la riforma dovrebbe essere particolarmente concentrata su tre aspetti:

- l'estensione della partecipazione a diversi tipi di risorse oggi escluse, come la *demand-side response*, lo *storage*, la generazione distribuita e in generale gli impianti di generazione non programmabile, limitatamente ai servizi che possono essere forniti da ogni tipo di risorsa
- la possibilità di partecipazione in aggregato, per consentire soprattutto alle risorse distribuite di avere un ruolo rilevante nel partecipare al dispacciamento del sistema
- la definizione di nuovi servizi e remunerazioni, come ad esempio la regolazione di tensione, per valorizzare quanto richiesto per la sicurezza del sistema.

L'abilitazione della *demand-side response* e dello *storage*, in particolare, sta passando attraverso la sperimentazione dei progetti pilota come il progetto UVAM, sotto il quale sono stati già approvvigionati circa 1.3 GW di nuova capacità flessibile, principalmente lato domanda, oppure il progetto *Fast Reserve*, le cui aste si svolgeranno entro fine anno ([Newsletter 243](#)).

Altri progetti analoghi sono comunque previsti, come quello relativo all'approvvigionamento a termine di regolazione secondaria e ai servizi forniti tramite ricarica elettrica (V2G) ([Newsletter 240](#) e [244](#)). L'effettiva abilitazione della domanda non può comunque prescindere dall'eliminazione del PUN e dalla ricezione di segnali di prezzo molto più

discretizzati (a questo fine è in corso la sostituzione dei contatori con i nuovi 2G).

Nel frattempo, continuerà il processo di integrazione nel mercato comune europeo, in diverse direzioni:

- sul Mercato del Giorno Prima, si allargherà il perimetro di Paesi con cui è già attivo il *market coupling*, con l'inclusione della Grecia, entro la fine del 2020
- sul Mercato Infragiornaliero, si attuerà la partecipazione al *Single Intraday Market Coupling*, caratterizzato dalla negoziazione continua e dalla *gate closure* spostata fino a un'ora prima dal tempo reale ([Newsletter 234](#) e [242](#))
- sul Mercato dei Servizi, sarà avviata la partecipazione alle piattaforme europee per lo scambio dei servizi di bilanciamento, che comincerà entro la fine di quest'anno con la piattaforma RR (Replacement Reserve, sotto il progetto TERRE) e continuerà nei prossimi 2-3 anni con la piattaforma aFRR (*automatic Frequency Restoration Reserve*, sotto il progetto PICASSO) e mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*, sotto il progetto MARI).

Infine, la liberalizzazione del mercato sarà completata tramite l'eliminazione delle tariffe regolate, prevista tra il 2021 per le piccole imprese e il 2022 per i clienti domestici.

UN NUOVO CAPACITY MARKET ALL'ORIZZONTE

L'implementazione di tutte le misure descritte, secondo quanto ipotizzato dal Piano di Attuazione, contribuirà a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento nel lungo termine.

Tuttavia, nel breve termine, i problemi di adeguatezza necessitano di essere affrontati in altro modo: anche se i prezzi dovessero cominciare a reagire al mercato corto, i segnali di scarsità sarebbero insufficienti per assicurare l'entrata sul mercato di una capacità sufficiente ad affrontare il *phase-out* della generazione a carbone e la sempre maggiore volatilità introdotta dalle rinnovabili fungerebbe da ulteriore deterrente per i nuovi investimenti.

Non solo, anche il mantenimento della capacità esistente deve essere garantito: essa infatti, al momento, riceverà una remunerazione solo per gli anni 2022-2023, al contrario della capacità nuova già approvvigionata in asta, che beneficerà di contratti di durata pari a 15 anni.

Esiste quindi la necessità di proseguire con il meccanismo di capacità oltre i due anni già negoziati con le prime aste, per fornire segnali

di lungo termine stabili e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento sull'orizzonte che guarda al 2030. Il parere della Commissione al Piano di Attuazione, atteso nei prossimi mesi, potrà sbloccare la situazione, con la prospettiva di poter considerare l'implementazione di nuove aste verso la metà del prossimo anno (in ogni caso dopo la scadenza dei termini per l'autorizzazione degli impianti attesi per il 2023).