

MERCATO ELETTRICO

LE ASTE DEL CAPACITY MARKET

Mercato corto, 5.8 GW di nuovi investimenti e (forse) un primo phase-out del carbone: il meccanismo del capacity sembra aver funzionato nel dare una spinta all'ammodernamento del parco e al miglioramento della sicurezza. Tempi autorizzativi, ricorsi e nuove procedure le incertezze per il prossimo futuro.

ARTICOLI CORRELATI

- Aste capacity: ultimi dettagli ma ancora tanti dubbi ([Newsletter 235](#))
- Via libera al capacity ([Newsletter 234](#))

Dopo la rapida approvazione dei parametri economici e delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento da parte dell'Autorità, il mese scorso si sono svolte le prime due (e uniche per ora) aste del *capacity market* italiano per gli anni 2022 e 2023. Il meccanismo del *capacity market* è stato messo a punto da Terna per rendere adeguato il sistema e minimizzare il numero di ore in cui la domanda di energia elettrica supera l'offerta disponibile. Attraverso la procedura d'asta competitiva, i produttori mettono a disposizione la propria capacità in cambio di un premio annuo. Il valore del premio annuale è determinato dall'incrocio tra la curva di domanda definita da Terna e la curva di offerta determinata dalle offerte degli operatori (*system marginal price*).

I RISULTATI

Le aste per l'assegnazione del premio di capacità per gli anni 2022 e 2023 si sono entrambe concluse con un mercato corto e un *system marginal price* pari al *cap* sia per la capacità esistente (33,000 €/MW/anno) che per la capacità nuova (75,000 €/MW/anno) e tutta la capacità offerta è stata accettata. L'unica eccezione è rappresentata

dalla capacità estera, per cui la competizione ha spinto il premio tra i 3,300 €/MW/anno e i 4,900 €/MW/anno. In entrambe le aste si è manifestata l'esigenza per Terna di attivare la sessione aggiuntiva dedicata alla capacità nuova non autorizzata.

Il totale della capacità acquistata, che corrisponde alla somma delle offerte presentate dagli operatori, ammonta a 40.9 GW nel 2022 e a 43.4 GW nel 2023 (**Table 1 e 2**). Nelle due aste una quota superiore al 50% del totale acquistato da Terna è situata nella zona Nord. In entrambe le aste la capacità esistente è 35 GW e quella estera è risultata pari al massimo limite di scambio di 4.4 GW. La capacità nuova contrattualizzata è stata invece pari a 1.8 GW (di cui circa il 20% non autorizzata) nel 2022 e 4 GW (di cui quasi oltre l'85% non autorizzata) nel 2023. Quasi il 70% di questa capacità è situata in zona Nord.

TABELLA 1. CAPACITÀ ACQUISTATI IN MW NEL 2022

	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALA	SICI	SARD	TOT
ESISTENTE	21 456	1 272	4 233	2 581	3 185	1 878	144	34 749
di cui rinnovabile	652	316	4	10	-	15	4	1 001
NUOVA	1 276	49	305	84	-	53	-	1 767
di cui autorizzata	991	49	305	3	-	53	-	1 401
di cui non autorizzata	285	-	-	81	-	-	-	366
ESTERA	4 241	-	104	49	-	-	-	4 394

Fonte: dati Terna

TABELLA 2. CAPACITÀ ACQUISTATI IN MW NEL 2023

	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALA	SICI	SARD	TOT
ESISTENTE	21 284	1 308	4 651	2 927	2 891	1 797	155	35 013
di cui rinnovabile	869	336	44	9	-	14	4	1 276
NUOVA	2 631	65	804	162	-	342	-	4 004
di cui autorizzata	16	-	491	-	-	21	-	528
di cui non autorizzata	2 615	65	313	162	-	321	-	3 476
ESTERA	4 241	-	104	49	-	-	-	4 394

Fonte: dati Terna

L'ASTA PER LA NUOVA CAPACITÀ

Durante entrambe le aste è stata necessaria l'attivazione della sessione dedicata agli impianti nuovi non autorizzati.

Come ci si poteva aspettare, la capacità nuova autorizzata è stata maggiore di quella non autorizzata nel 2022, mentre nel 2023 la situazione è invertita. La principale ragione della scarsa partecipazione all'asta 2022 da parte dei nuovi non autorizzati è legata all'elevato rischio autorizzativo, derivante dall'obbligo per gli operatori di completare il processo autorizzativo al più tardi entro giugno 2020.

La maggior parte della capacità nuova è stata contrattualizzata in zona Nord. Qui, dei quasi 1300 MW di nuova capacità contrattualizzati nel 2022, circa 700 MW appartengono al nuovo impianto a ciclo combinato di Edison di Marghera, per il quale l'iter autorizzativo è già stato finalizzato. I restanti megawatt approvvigionati nella zona e nel resto d'Italia appartengono invece a *peaker* di piccola taglia e a possibili

TAG

auction design, capacity market, electricity, energy policy

operazioni di *revamping* sulla capacità esistente di alcuni impianti a gas. L'asta 2023 recepisce invece l'inizio delle riconversioni di alcuni impianti a carbone al Nord, oltre che l'offerta di nuovi impianti *peaker*.

ESISTENTI

Secondo le stime REF-E, la capacità attualmente installata e disponibile per il *capacity market* (ossia capacità *derated*) è 60 GW. Di questi 35 GW (55%) hanno ottenuto la remunerazione della capacità. Il rimanente (25 GW) è dato dunque dalla somma di:

- impianti non ammessi
- impianti che saranno ritirati dal mercato prima del 2022
- impianti che volontariamente hanno deciso di non partecipare al meccanismo

LA PARTECIPAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

La partecipazione delle fonti rinnovabili è risultata marginale, 1 GW nel 2022 e 1.3 GW nel 2023, a causa del rischio legato alla non programmabilità e agli alti tassi di *derating*. I tassi di *derating* per il 2022, aggiornati da Terna, sono risultati molto restrittivi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, essendo pari all'89% per il solare, 82% per l'eolico e il 65% e per l'idroelettrico ad acqua fluente. Per il 2023 la situazione è risultata analoga, col solare scontato all'88%, l'eolico all'83% e l'idroelettrico al 64%. Con molta probabilità, tenendo presente anche la localizzazione degli impianti rinnovabili contrattualizzati, la gran parte della capacità non programmabile che ha partecipato alle aste è costituita da idro fluente, le cui caratteristiche permettono una gestione più efficace rispetto agli impianti fotovoltaici ed eolici.

L'OFFERTA DI FLESSIBILITÀ: DA VANTAGGIO A SVANTAGGIO

Circa il 10% dell'intero ammontare di capacità acquistato da Terna è stato dichiarato flessibile in fase di qualifica. La dichiarazione di flessibilità (capacità di fornire determinati standard prestazionali in termini di tempo di avviamento, permanenza in servizio e fuori servizio, rapporto tra potenza minima e massima) permette da regolamento un vantaggio in caso di parità economica tra due o più offerte: in questi casi, infatti, la capacità viene aggiudicata prioritariamente agli impianti più flessibili e successivamente a quelli meno inquinanti. Tuttavia, data la condizione di mercato corto e la sostanziale mancanza di competizione in asta, il fatto di avere dichiarato un impianto flessibile non ha portato nessun vantaggio agli operatori, per i quali rimane comunque ora l'obbligo di fornire prestazioni flessibili durante l'intero periodo di *delivery*.

L'INDISPONIBILITÀ DI ALCUNI IMPIANTI

I risultati indicano che con buona probabilità una parte della capacità a oggi esistente è stata considerata indisponibile per gli anni di *delivery* 2022-2023. Questo è intuibile sicuramente per quanto riguarda le zone di mercato nel Sud Italia, per le quali si prospettava altrimenti un mercato più competitivo. Può essere dunque che alcuni vecchi impianti convenzionali e parte della capacità a carbone (se non tutta), per un totale potenziale stimabile complessivamente in circa 6-8 GW tra il 2022 e il 2023, siano stati dichiarati fuori mercato. Queste tipologie d'impianto figurano peraltro nella lista, assieme agli impianti incentivati e a quelli in fase di dismissione, delle tecnologie escluse dal meccanismo in virtù dei limiti emissivi fissati dalla disciplina, in linea con i *benchmark* definiti dalla Commissione Europea.

LA MANCATA PARTECIPAZIONE

Oltre alla capacità potenzialmente considerata indisponibile, che ha reso corto il mercato, un'altra quota di capacità potrebbe essere invece rimasta volontariamente fuori dal meccanismo sebbene dichiarata disponibile.

I motivi per cui un operatore potesse scegliere di rimanere fuori dal *capacity market* pur avendo diritto a partecipare sono essenzialmente tre:

- volontà di non offrire una quota di capacità inserita in un dato portafoglio per tenerla come *back-up* e minimizzare il rischio di risultare indisponibile

- rischio legato alle penali per indisponibilità troppo elevato in presenza di un portafoglio composto da un impianto solo, o da impianti generalmente poco utilizzati
- la percezione che i guadagni derivanti da un'attività prolifica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento non saranno ridotti (o lo saranno solo parzialmente) dall'impatto dello *strike price*. Il costo opportunità di rinunciare a offrire servizi ancillari sul mercato dell'energia può risultare per questo tipo di operatore più alto rispetto alla partecipazione al *capacity market*.

COSTI E BENEFICI

Il meccanismo ha generato dei costi significativi per gli anni di *delivery*, rispettivamente pari a circa 1.3 miliardi di euro per il 2022 e quasi 1.5 miliardi di euro per il 2023, che però risultano essere in linea con le aspettative di Terna. A questi valori vanno tuttavia aggiunti i costi relativi alla remunerazione della capacità nuova per ulteriori 14 anni rispetto al primo: la capacità nuova approvvigionata sull'asta 2022 costerà al sistema 1.9 miliardi di euro aggiuntivi da spalmare nei 14 anni successivi, mentre quella approvvigionata per il 2023 altri 4.2 miliardi di euro. Il costo complessivo del meccanismo si aggirerebbe dunque attorno agli 8.9 miliardi di euro in un periodo che va dal 2022 al 2037.

Tuttavia come già detto il meccanismo sembra avere avuto successo rispetto all'obiettivo proposto, ossia quello di dare impulso ai nuovi investimenti in capacità flessibile e consentire l'avvio del *phase-out* del carbone in sicurezza. Benefici difficilmente quantificabili ma che potrebbero tradursi in futuro in minori prezzi sia sul mercato dell'energia che su quello dei servizi.

COSA SUCCEDE ADESSO

A valle delle aste madri per gli anni di *delivery* Terna potrebbe valutare la necessità di indire delle aste di aggiustamento (a cui potrebbe partecipare però solo capacità autorizzata), per coprire eventuali inadeguatezze del mercato. Verosimilmente, queste aste si terranno dopo le scadenze relative all'ottenimento dei permessi autorizzativi della capacità nuova che ha partecipato come non autorizzata, di modo da avere a disposizione un quadro più chiaro della situazione. Va però detto che i tempi risultano comunque molto stretti. Ipotizzando un'asta di aggiustamento per il 2022 da tenersi nella seconda metà del 2020 e un'asta di aggiustamento per il 2023 da tenersi durante il 2021, il margine di tempo affinché nuovi progetti, rispetto a quelli che si sono presentati in asta, prendano il via è comunque molto ristretto in assenza di una procedura accelerata di autorizzazione (*fast track*).

Per quanto riguarda la possibilità di estendere il meccanismo anche agli anni successivi al 2023, bisogna considerare che il meccanismo dovrà essere sottoposto a nuova procedura di verifica dalla Commissione Europea in virtù dell'entrata in vigore al 2020 del nuovo *energy package*. In questo percorso è possibile anche che alcuni parametri che caratterizzano la struttura del meccanismo vengano revisionati. Tra questi il *price cap*, ha sollevato diverse perplessità tra i produttori che contestano una solida giustificazione nel trattamento così differenziato tra la capacità nuova ed esistente. I lunghi tempi di approvazione a livello europeo e l'incertezza sull'effettiva necessità di un nuovo *capacity market* post-2023 rendono al momento poco verosimile un'estensione del meccanismo agli anni immediatamente successivi al periodo di *delivery* appena contrattualizzato. E in questa situazione di incertezza diventa anche più complicato per gli operatori pianificare eventuali nuovi investimenti in capacità di generazione: dovesse manifestarsi la necessità di sopperire ad inadeguatezze del sistema attraverso l'acquisto di nuova capacità (per esempio a causa di ulteriori dismissioni), gli investimenti potrebbero non essere realizzati in tempo qualora il segnale da parte del regolatore tardasse ad arrivare e si ripetesse una situazione simile a quella vissuta per le aste appena effettuate, specialmente per quella del 2022.

Inoltre, bisogna tenere conto del fatto che alcuni operatori hanno presentato ricorso contro l'attuazione della disciplina e che è atteso per la fine di febbraio 2020 il responso sulla legittimità delle regole adottate per le aste tenutesi a novembre o meno. Un ulteriore elemento che potrebbe sconvolgere i piani degli operatori di mercato che hanno partecipato alle aste, specialmente i titolari di nuova capacità.