

MERCATO ELETTRICO

VIA LIBERA AL CAPACITY MARKET

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Decreto MiSE 28 giugno 2019](#)
- [Regolamento europeo 2019/943](#)
- [Delibera ARG/elt 98/11](#)
- [Dlgs n. 379/2003](#)

Aste con delivery solamente per due anni, da svolgersi nei prossimi mesi, e remunerazione garantita per 15 anni ai nuovi entranti, anche non autorizzati, ma selezionati per garantire l'adeguatezza nel 2022-2023 quando il carbone sarà probabilmente ancora disponibile. Tempi stretti e incertezza sulle restituzioni rispetto allo strike price (rilevanti soprattutto per MSD) rendono incerto l'impatto sul sistema e sui bilanci delle imprese: il sistema dovrebbe anticipare l'ingresso di nuovi impianti rendendo possibile l'uscita del carbone al 2025 o anche prima, ma non è detto che il livello di adesione sia elevato, a scapito degli effetti positivi attesi.

Dopo 16 anni dalla previsione legislativa (Dlgs n. 379) e quattro dal disegno del meccanismo di mercato da parte dell'ARERA (Delibera ARG/elt 98/11), lo scorso 28 giugno è stata approvata la disciplina del *capacity market* (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico), a valle del parere favorevole della Commissione Europea. Rispetto alle attese, si tratta di un'approvazione tardiva in quanto le aste devono essere effettuate entro fine anno, e parziale, dal momento che sono previste aste solo per due anni di *delivery* per gli impianti esistenti, estesi a 15 per i nuovi entranti. Si aprono, dunque, diversi scenari di incertezza per i potenziali partecipanti, sui risultati attesi e sulla convenienza a partecipare.

IL MECCANISMO E LE ULTIME NOVITÀ

La logica del *capacity market* è paragonabile al funzionamento di un'opzione *call* sull'energia elettrica. Gli operatori partecipano a un'asta per l'assegnazione di queste opzioni. Vincendo l'asta si impegnano a garantire al sistema la capacità offerta a fronte di un premio (€/KW/anno), definito proprio a valle dell'asta, ma obbligandosi a restituire la differenza (se positiva) tra il prezzo di mercato dell'energia elettrica e uno *strike price*, fissato dall'ARERA in modo da riflettere il costo variabile dell'unità di produzione di punta, ossia quella con il costo marginale più alto. La restituzione del prezzo di mercato si attiva sia per il mercato dell'energia sia per il mercato dei servizi MSD e rappresenta l'incentivo a rendere disponibile effettivamente la capacità nei momenti di scarsità del sistema in cui i picchi di prezzo (e dunque le restituzioni) sono più probabili.

Il meccanismo di allocazione è fondato su un sistema di aste multi-sessione a prezzo decrescente fino ad allocazione della capacità domandata. La domanda è individuata da Terna e dovrebbe essere pari alla capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema per ciascuna zona. La potenza massima di ciascuna unità, messa a disposizione dai produttori ai fini del contributo all'adeguatezza, è scontata per un tasso di *derating* differenziato a seconda della tecnologia utilizzata.

Nelle Disposizioni tecniche di funzionamento (Dtf) di Terna sono state pubblicate le prime stime dei tassi di *derating* per area e tipologia di impianto. Si tratta di numeri rilevanti soprattutto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con tassi di indisponibilità pari all'89% per il solare, 82% per l'eolico e 65% per l'idroelettrico ad acqua fluente. Significa che un impianto fotovoltaico può partecipare alle aste solamente per l'11% della propria capacità produttiva. Le rinnovabili vengono considerate una tecnologia marginale per la garanzia dell'adeguatezza e conseguentemente potranno accedere a una remunerazione di capacità ridotta. D'altra parte la partecipazione delle fonti rinnovabili sarebbe comunque limitata dalla regola che vieta di ottenere la remunerazione della capacità a impianti che godono di una qualsiasi forma di incentivo. I tassi di *derating* del termico oscillano invece tra il 18% dell'area Centro Sud e il 24% di quella Nord, con una media nazionale del 20%.

Per ogni anno di *delivery* sono in teoria previste due tipologie di asta e un mercato secondario. La prima asta, detta asta madre, si svolge 2 anni prima della consegna seguita da aste di aggiustamento in cui la domanda può essere rivista all'avvicinarsi del momento della consegna. Il mercato secondario, che si svolge 5 mesi prima della consegna, permetterà agli operatori di cedere e assumere obblighi di capacità, scambiandoli con altri operatori.

TAG

auction design, capacity market, electricity, energy policy

Le aste si svolgono in 26 sessioni, in ognuna delle quali gli operatori possono offrire una capacità e un premio, con obbligo di ridurre il prezzo ogni volta che si apre una nuova sessione. L'asta si conclude quando viene raggiunto l'equilibrio, ossia quando il premio offerto non varia da una sessione all'altra, oppure alla fine dell'ultima sessione prevista. I vincitori sono coloro che hanno offerto il premio minore fino a saturazione della capacità disponibile. In caso di parità di offerta, la capacità viene aggiudicata prioritariamente agli impianti più flessibili (tempo di avviamento, capacità di rimanere in servizio o fuori servizio minore o uguale a 240 minuti e rapporto tra potenza minima e massima inferiore a 0.5) e successivamente a quelli meno inquinanti.

In questo contesto si inserisce una delle ultime novità rispetto alle versioni precedenti del meccanismo, ossia la possibilità di partecipazione, nel momento in cui non viene raggiunto il livello minimo di adeguatezza nelle prime 26 sessioni previste, degli impianti non autorizzati, che possono così partecipare all'ultima sessione dell'asta. Questi hanno l'obbligo di avere iniziato il processo autorizzativo e di completarlo 2 anni prima della consegna. È stata inoltre concessa la possibilità ai fornitori di nuova capacità di richiedere la contrattualizzazione per 15 anni, il tempo ritenuto necessario per ammortizzare un investimento in nuova capacità.

Al momento sono previste aste per due soli anni di *delivery* (2022 e 2023). Il meccanismo è stato infatti disegnato in modo da essere allineato alle linee guida previste nel Regolamento europeo sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 2019/943 contenuto all'interno del *Clean Energy Package*), in termini di soggetti ammessi e vincoli emissivi. Tuttavia, l'entrata in vigore del Regolamento nel 2020 prevede nuovamente l'approvazione, a livello nazionale, del meccanismo del *capacity market* con alcune modifiche legate al processo di riconoscimento della capacità. È previsto che le valutazioni di adeguatezza vengano effettuate a livello europeo da ENTSO, con i dati forniti dai vari TSO, e non più a livello nazionale come è stato fatto finora.

Questa nuova procedura, detta tempistiche imprevedibili, considerati i lunghi tempi di approvazione europei. L'entrata in vigore nel 2020 delle nuove regole europee, lascia dunque un margine temporale ridotto (fine 2019) per chiudere contratti sotto il meccanismo esistente, prima che venga intrapreso un nuovo iter d'approvazione. Un dubbio rimane anche sulla possibilità di svolgimento delle aste di aggiustamento dopo il 2020 che sono previste nell'attuale disciplina del *capacity market*.

I NUOVI LIMITI ALLE EMISSIONI

Il disegno finale del meccanismo di remunerazione della capacità prevede la partecipazione delle unità di produzione esistenti e nuove, sia con tecnologia a combustibili fossili sia rinnovabili non incentivate, oltre che la capacità estera e la *demand-side response*. Sono invece esclusi dal meccanismo gli impianti incentivati, quelli in fase di dismissione e quelli troppo inquinanti. Per allineare il meccanismo italiano alle linee guida europee, sono stati definiti dei limiti all'emissione di CO₂ per non incentivare la remunerazione della capacità di centrali molto inquinanti. Il primo limite, fissato a 550 grammi di CO₂ per kWh prodotto, di fatto esclude i vecchi cicli aperti a gas (OCGT) con un'efficienza inferiore al 35% e l'intera capacità produttiva a carbone, pari a circa 7 GW, in quanto anche le centrali più efficienti che utilizzano questa tecnologia hanno un'emissione di circa 900 grammi di CO₂ per kWh. Invece i cicli combinati a gas (CCGT), che hanno un tasso di emissione massimo poco sotto i 400 grammi di CO₂ per kWh, potranno partecipare al meccanismo. In via transitoria, è stato predisposto un altro limite in parziale deroga al precedente. Per le sole centrali esistenti che superano la soglia di emissioni unitarie, il limite sulle emissioni totali annue è fissato a 350 kilogrammi di CO₂ annui per kW installato. Questo secondo vincolo consente alle centrali che superano il primo limite di partecipare comunque al *capacity market* riducendo il numero complessivo di ore di attività, rispettando così il secondo limite imposto: questo permetterà, quindi, in questa prima fase, la partecipazione alla copertura dell'adeguatezza anche degli impianti *peaker* esistenti e meno efficienti, altrimenti esclusi dal meccanismo.

LA CURVA DI DOMANDA E DI OFFERTA

Il valore del premio annuale, corrisposto agli operatori che rendono disponibile la propria capacità, è dunque il risultato dell'asta, ed è determinato dall'incrocio tra la curva di domanda creata da Terna e la curva di offerta degli operatori (*system marginal price*). Il premio ha un cap, che deve essere ancora fissato dall'ARERA, per salvaguardare

il consumatore finale dal possibile abuso di *market power* da parte dei partecipanti al *capacity*, mentre il *floor* inizialmente previsto dal meccanismo è stato rimosso perché non valido ai fini dei regolamenti UE in tema di aiuti di stato. Il *cap* sarà comunque differenziato tra impianti esistenti e nuovi, con un livello più alto per i nuovi entranti.

Ancora non è noto quanta sarà la capacità che verrà richiesta nell'asta, parametro determinante per capire quanto possibile spazio ci sarà per i nuovi entranti. È stata invece inserita nelle Dtf la metodologia per la stima della curva di domanda, che si basa sulla determinazione dei livelli di capacità che assicurano uno specifico livello di adeguatezza, in termini di ore di *loss of load expectation* (LOLE), ossia di ore in cui vi è probabilità che la domanda superi la capacità disponibile. Il *target* minimo è fissato in 6 ore di LOLE, e decresce fino a 0 ore al diminuire del prezzo offerto.

La curva di offerta è invece ordinata in modo crescente all'aumentare del premio offerto dagli operatori. La capacità di generazione esistente che non ha presentato domanda di partecipazione all'asta, oppure non è stata qualificata come idonea per la partecipazione, viene considerata come esistente ai fini della garanzia della adeguatezza, mentre vengono esclusi solo gli impianti in dismissione. La principale incertezza riguarda la posizione degli impianti a carbone, la cui capacità sarà teoricamente disponibile per gli anni 2022 e 2023, ma che con l'avvicinarsi del *phase-out*, potrebbero scegliere di uscire anticipatamente, aprendo uno spazio competitivo per l'approvvigionamento di nuova capacità, che dovrà essere approvvigionata anche tra quella non autorizzata. Giocherà, quindi, un ruolo fondamentale la scelta strategica degli operatori, riguardo la tempistica di uscita dalla generazione a carbone e i processi di riconversione delle centrali in nuove centrali a gas.

UN'ALTRA NOVITÀ: LA NOMINA POST-DELIVERY

Al termine di ciascuna asta, Terna comunica ai partecipanti la quantità che è stata assegnata a ognuno di loro (in base alla quantità offerta per ogni impianto) e il premio che riceveranno. Il produttore sarà pertanto assegnatario di un ammontare di MW di capacità, distribuiti nelle varie zone. Sarà compito dei produttori indicare, durante i primi dieci giorni del mese successivo al mese di consegna, quali sono gli impianti che hanno contribuito all'adeguatezza, offrendo la propria disponibilità di capacità, attraverso l'offerta sui mercati dell'energia. Questo consentirà a Terna di calcolare i corrispettivi variabili dovuti dal produttore e di verificare in modo preciso l'eventuale indisponibilità di quest'ultimo. Inoltre, essendo la nomina potenzialmente a livello orario (diversa per ogni ora del mese di consegna), viene concessa maggiore flessibilità al produttore nel decidere come adempiere ai propri obblighi.

INADEMPIMENTI E PENALI

Il fornitore ha l'obbligo di offrire in tutte le fasi di mercato la capacità impegnata, che si è precedentemente aggiudicato tramite asta, sui mercati dell'energia (giorno prima e infragiornaliero) e sui mercati dei servizi, per la quota non già spacciata precedentemente. Pertanto, il fornitore è considerato temporaneamente inadempiente quando si verifica una mancanza di offerta della capacità impegnata del 20% del totale mensile e per un numero di ore pari al 25% delle ore mensili. Diventa invece inadempiente in modo definitivo quando non rispetta le suddette soglie per un periodo pari al minimo tra 3 mesi, anche non consecutivi, e il numero di mesi in cui il fornitore ha impegnato la sua capacità nel corso di un anno. In questo caso il fornitore è costretto alla restituzione dei premi fissi ricevuti nei mesi in cui è risultato inadempiente, con conseguente blocco di quelli che avrebbe ricevuto successivamente. Inoltre mantiene sempre l'obbligo di effettuare la nomina dei propri impianti indisponibili e di corrispondere a Terna la differenza tra il prezzo di mercato dell'energia elettrica e lo *strike price* fino alla nuova riallocazione della capacità impegnata.

PROSSIMI PASSI PRIMA DELL'AVVIO TRA INCERTEZZE E NUOVE POSSIBILITÀ

Al termine del processo di consultazione per le Dtf proposte ai soggetti interessati dovranno essere approvati tutti i parametri necessari per lo svolgimento delle aste. La finestra di date possibili per le aste per l'avvio del *capacity market* entro l'anno, non è molto ampia. Terna ha l'obbligo di pubblicare, ad almeno 60 giorni dall'asta, uno studio contenente:

- la suddivisione delle zone in cui vengono effettuate le aste

- la struttura definitiva della curva di domanda
- i tassi di *derating* per le rinnovabili e le nuove tecnologie
- i costi variabili delle tecnologia *peakload*
- i *target* di adeguatezza zonali e a livello nazionale per i prossimi 10 anni.

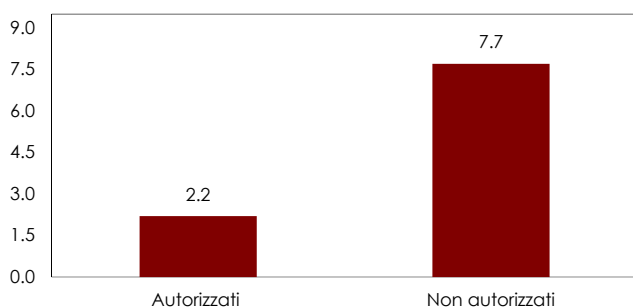
L'ARERA ha invece il compito di fissare i seguenti parametri economici:

- il *cap* per la capacità nuova ed esistente
- l'investimento minimo per cui la capacità di un impianto viene considerata nuova
- la metodologia di calcolo per lo *strike price*.

Per consentire lo svolgimento delle aste entro l'anno, per ottobre i suddetti punti dovranno essere già definiti. Sono ancora molte le questioni aperte prima della versione definitiva del *capacity market*.

Gli impianti esistenti dovranno valutare l'opportunità o meno di partecipare al meccanismo e il premio minimo accettabile in base all'attesa di restituzione del prezzo ricevuto su MGP e MSD. Per tutti gli impianti, l'avvio del *capacity market* segna la fine del diritto al vecchio *capacity payment*, che nel periodo 2016-2019 ha distribuito mediamente 130 milioni di euro l'anno, spalmati su tutto il parco in base alla disponibilità effettiva.

FIGURA 1. POTENZIALE NUOVA CAPACITÀ DISPONIBILE PER LE ASTE (GW)



Fonte: stime REF-E

Per i nuovi impianti non autorizzati la decisione di partecipare deve tenere conto del rischio di non riuscire a realizzare l'impianto in tempo utile per la consegna. Sono, invece, in una posizione migliore gli impianti già autorizzati. Questi non sono molti e non avranno dunque particolare pressione competitiva, e per loro la partecipazione al meccanismo è meno rischiosa perché naturalmente il procedimento autorizzativo rappresenta la parte più incerta del processo di avvio del progetto, e dunque il rischio di non realizzare l'impianto per il 2022 o 2023 (a seconda dell'asta a cui partecipa) sarà molto minore. Complessivamente abbiamo stimato circa 10 GW di impianti (**Figura 1**), di cui 2.2 GW già autorizzati, che oggi si candidano come potenziale nuova capacità per le aste.

In questo contesto l'impatto del *capacity market* sul sistema e sui bilanci delle imprese non è affatto scontato. Da un lato, il sistema dovrebbe anticipare l'ingresso di nuovi impianti rendendo possibile l'uscita del carbone al 2025 o anche prima (almeno per gli impianti che non richiedono rinforzi di rete per mantenere la sicurezza del sistema in loro assenza). D'altro canto, non è detto che nella previsione della domanda e dell'offerta per le due aste il carbone venga già escluso (formalmente sono gli operatori che dichiareranno gli impianti disponibili per quegli anni a Terna). Dunque, se il carbone fosse ancora disponibile nell'offerta potrebbe esserci poco spazio per contrattualizzare nuovi impianti. Così il sistema già dal 2025 potrebbe trovarsi in condizioni di domanda e offerta molto diverse da quelle presenti nel biennio delle aste. Questo, unito al fatto che il livello di adesione al meccanismo potrebbe non essere totale, rende particolarmente incerti i risultati e i benefici attesi.