

MERCATO ELETTRICO

ASTE CAPACITY: ULTIMI DETTAGLI MA ANCORA TANTI DUBBI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [C\(2019\)4509 Final](#)
- [Delibera 103/2019/R/eel](#)
- [Delibera 363/2019/R/eel](#)
- [Delibera 386/2018/R/eel](#)
- [DCO 592/2017/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Via libera al capacity market](#)
(Newsletter 234)

Definiti tempi, dettagli economici e operativi per le aste del capacity, con valori leggermente migliorativi per gli operatori, almeno quelli termoelettrici già esistenti, rispetto alle attese. Restano numerosi i dubbi, soprattutto sulle prospettive di lungo periodo del meccanismo.

A inizio settembre Terna ha pubblicato le tempistiche di svolgimento delle aste per il meccanismo del *capacity market* insieme alle scadenze per l'invio da parte dei possibili partecipanti della richiesta di partecipazione. L'asta con consegna al 2022 si terrà il 6 novembre, mentre quella per il 2023 è programmata per il 28 novembre.

Terna ha inoltre predisposto, per ciascuno dei 2 anni di consegna, la suddivisione delle aree con le rispettive curve di domanda e limiti di transito, i tassi di *derating* per la partecipazione della capacità rinnovabile non programmabile e la stima della distribuzione delle ore di picco negli anni di *delivery*. L'annuncio è avvenuto subito dopo l'approvazione dell'Autorità dei parametri economici da utilizzare per gli anni di consegna 2022 e 2023.

LA PARTECIPAZIONE

La struttura dei mercati elettrici in Italia prevede un approccio di tipo zonale, in cui la rete nazionale viene rappresentata con una struttura semplificata. Tale criterio è utilizzato anche per le aste del *capacity market*, dove è stato introdotto il concetto di aree, con l'obiettivo di fornire precise indicazioni sulla localizzazione della capacità da approvvigionare, rappresentando al meglio le condizioni attese di fabbisogno e disponibilità di generazione in ciascuna area e simulando lo scambio tra le varie aree in situazione di necessità. I limiti di transito di capacità tra le aree risiedono nella geomorfologia del territorio italiano e la conseguente mancanza di collegamenti tra aree.

La definizione delle aree è stata, relativamente ai due anni di *delivery* 2022-2023, allineata alla definizione di zone di mercato, prendendo a riferimento la configurazione zonale che sarà utilizzata sui mercati dell'energia negli anni di riferimento, sulla base dello studio per la revisione delle zone che Terna stessa ha condotto lo scorso anno.

L'introduzione delle linee guida europee sull'allocazione della capacità e sulla gestione delle interconnessioni (CACM) aveva già in passato reso necessarie alcune modifiche della struttura zonale. Nel 2018, con la delibera 386/2018, sono stati accorpati i poli di produzione Brindisi, Foggia e Priolo nelle rispettive zone geografiche e il nodo di Gissi è stato spostato nella zona Centro-Sud.

La più recente modifica delle zone di mercato (Delibera 103/2019), ha stabilito lo spostamento dell'Umbria alla zona Centro-Sud e la creazione di una nuova area geografica (Calabria) in seguito all'eliminazione del polo di produzione di Rossano. La definizione delle nuove zone entrerà in vigore a partire dal 2021, l'anno prima della *delivery* del *capacity*. Pertanto, le aste di novembre includeranno la nuova suddivisione zonale.

All'interno di ciascuna zona gli impianti partecipano come capacità nuova o esistente e la loro potenza viene scontata (con dei tassi di indisponibilità o *derating*) a seconda della tecnologia utilizzata. Nell'ultimo aggiornamento delle Disposizioni tecniche di funzionamento (Dtf) Terna ha comunicato i seguenti dati relativi alla partecipazione degli impianti.

- La soglia minima di spesa da superare per considerare l'impianto (o l'ammmodernamento eseguito su di esso) come nuova capacità produttiva eleggibile alla contrattualizzazione di 15 anni, ossia il tempo necessario per ammortizzare un investimento in nuova capacità, è stata confermata a 209 mila €/MW. Se la costruzione di nuovi impianti *greenfield* può superare facilmente questi limiti, diverso è il caso per chi considera l'opportunità di operazioni di *revamping* sulla capacità esistente, che, dato il costo minore, potrebbero assestarsi sotto la soglia di costo, perdendo i requisiti necessari per la contrattualizzazione pluriennale.
- I tassi di *derating* per il 2022, aggiornati da Terna, sono molto restrittivi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, essendo pari all'89% per il solare, 82% per

TAG

auction design, capacity market, electricity, energy policy

l'eolico e il 65% per l'idroelettrico ad acqua fluente, confermando le stime di luglio. Per il 2023 il solare è invece scontato all'88%, l'eolico all'83% e l'idroelettrico al 64%.

- I tassi di *derating* del termico oscillano tra il 17% dell'area Calabria e il 28% di quella Nord, con una media nazionale del 20% per il 2022 e del 21% del 2023. Rispetto all'ultimo aggiornamento sono stati aumentati di un 4% nell'area Nord ed è stata creata l'area Calabria, mentre alle nuove unità di produzione sia termoelettriche che geotermoelettriche è stato assegnato un tasso di *derating* del 10%.

PARAMETRI ECONOMICI: CAP IN RIALZO E MODIFICHE AL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE

L'Autorità ha approvato i parametri economici definiti nel documento di consultazione (DCO 592/2017): il *cap* e lo *strike price*.

Riguardo il *cap*, inteso come il premio massimo per l'operatore che partecipa al *capacity*, è stato confermato un trattamento differente tra capacità nuova ed esistente nonostante il parere contrario di un ampio numero di operatori. Inizialmente il *cap* della capacità esistente era stato fissato a un valore più basso, ma in risposta alla consultazione gli operatori lamentavano il rischio che il premio non bastasse a coprire gli oneri e i rischi derivanti dalla contrattualizzazione, risultando inefficace nel contribuire alla copertura dei costi operativi e scoraggiando la partecipazione stessa della capacità. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto necessario aumentare il *cap* della capacità esistente, alzandolo a 33 mila €/MW/anno (dai 17 mila €/MW/anno precedenti), mantenendo invece stabile il *cap* per la nuova capacità produttiva a 75 mila €/MW/anno.

Lo *strike price* riflette il costo variabile dell'unità di punta. La differenza dello *strike price* con il prezzo di mercato dell'energia elettrica (se positiva) è il valore che l'operatore si impegna a restituire a Terna (Newsletter 234). La metodologia di calcolo dello *strike price* è stata rivista dall'Autorità sostituendo l'indicizzazione trimestrale al PSV del fattore a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale con quella mensile al TTF, con l'intento di avvicinarsi ai prezzi del mercato *spot* del gas naturale. Nella formula è stato inoltre introdotto un elemento di mitigazione del rischio di mancata copertura del costo della materia prima, in corrispondenza dei periodi di emergenza gas. Sebbene la nuova metodologia non impatti molto sui mercati dell'energia (Mercato del giorno prima e Mercato infragiornaliero), potrebbe risultare molto rilevante sui mercati dei servizi (Mercato dei servizi di dispacciamento e Mercato di bilanciamento) dove i prezzi potrebbero subire una significativa spinta verso il basso, a seconda dell'ammontare della capacità contrattualizzata sotto il meccanismo.

TABELLA 1. CDP (GW) PER AREA DI MERCATO E LOLE 2022

Aree	LOLE 6 ore/anno (punto B)	LOLE 3 ore/anno (punto C)	LOLE 0 ore/anno (punto D)
Nord	38.4	38.6	41.3
Centro Nord	3.7	3.8	4.2
Centro Sud	9.2	9.3	10.5
Sud	4.4	4.5	4.6
Calabria	2	2.1	2.3
Sicilia	4.5	4.6	5.4
Sardegna	2.3	2.4	2.8
Italia	64.6	65.4	71.2

Fonte: Dati Terna

TABELLA 2. CDP (GW) PER AREA DI MERCATO E LOLE 2023

Aree	LOLE 6 ore/anno (punto B)	LOLE 3 ore/anno (punto C)	LOLE 0 ore/anno (punto D)
Nord	38.5	38.7	41.4
Centro Nord	3.7	3.8	4.2
Centro Sud	9.4	9.5	10.5
Sud	4.5	4.6	4.7
Calabria	2	2.1	2.4
Sicilia	4.6	4.7	5.6
Sardegna	2.3	2.4	2.9
Italia	65	65.8	71.7

Fonte: Dati Terna

LA STIME DELLA DOMANDA DI CAPACITÀ PER GLI ANNI 2022-2023

La metodologia per la stima della curva di domanda si basa sulla determinazione dei livelli di capacità che assicurano uno specifico livello di adeguatezza. Tale livello viene calcolato 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 livello minimo è fissato in 6 ore di *LOLE*, e decresce fino a 0 ore al diminuire del prezzo offerto.

La metodologia include il calcolo dei punti della curva di domanda, suddivisa per aree di mercato, in cui sia raggiunto il livello minimo di adeguatezza e il *target* stabilito da Terna (rispettivamente con un *LOLE* di 6 e 3 ore). L'operazione si basa sulla capacità disponibile in probabilità (CDP), resa nota negli ultimi allegati alle Dtf di Terna (Tabelle 1-2), ossia la somma della potenza nominale degli impianti per zona scontata per il tasso di *derating* stabilito dall'Autorità. In particolare, partendo dalla CDP corrispondente a un *LOLE* di 0 ore e un prezzo offerto pari a 0 k€/MW (punto D), viene applicata una riduzione progressiva della CDP fino al punto in cui non si abbia un *LOLE* pari al *target* di 3 ore/anno (punto C) e successivamente di 6 ore/anno nel punto corrispondente al livello minimo di adeguatezza (punto B).

TABELLA 3. PARAGONE CDP (GW) PER AREE DI MERCATO, LOLE 6 ore/anno

Aree	Dati definitivi Terna per anno di consegna 2022	Dati definitivi Terna per anno di consegna 2023	Stima Terna su 2019 per Commissione Europea
	LOLE 6 ore/anno (punto B)		
Nord	38.4	38.5	(36.5-38.5)
Centro Nord	3.7	3.7	(3.5-4)
Centro Sud	9.2	9.4	(9-10)
Sud	4.4	4.5	(4.5-5)
Rossano	-	-	-
Calabria	2	2	-
Sicilia	4.5	4.6	(4.5-5)
Sardegna	2.3	2.3	(2-2.5)
Italia	64.6	65	(60-65)

Fonte: Dati Terna

I livelli minimi di adeguatezza stimati da Terna per gli anni 2022 e 2023 sono molto vicini al valore più alto dell'intervallo notificato alla Commissione¹ (Tabella 3).

La distanza tra il livello minimo di adeguatezza e il *target* (punti B e C) è al massimo di 200 MW. Questo riduce l'elasticità della curva di domanda, che risulta (abbastanza) rigida intorno al valore di adeguatezza.

L'alto livello dei *target* per l'adeguatezza del sistema rende probabile che si realizzi un mercato corto, almeno in alcune aree del sistema, e di conseguenza il coinvolgimento della capacità non autorizzata che può partecipare alla 27-esima asta, dato il maggior spazio disponibile (Newsletter 234).

In un sistema zonale come quello italiano assume rilievo la capacità che, potenzialmente, può arrivare dalle zone confinanti. Terna ha stimato per gli anni 2022 e 2023 la quantità di energia elettrica scambiabile tra aree limitrofe, calcolate nel punto della curva di domanda con *LOLE* pari a 0 ore/anno (Tabella 4). I limiti di scambio risultano molto diversi tra i due anni, in particolare risalta una differenza di 1.2 GW e di 1 GW, rispettivamente nella direttrice Nord-Centro Nord e Centro Sud-Centro Nord. Per quanto riguarda i limiti di scambio tra una singola area nazionale e un paese estero rimangono invariati per entrambi gli anni di *delivery*, attestandosi a circa 4.4 GW.

TABELLA 4. LIMITI TRA ZONE DI MERCATO (MW)

Sezione	2022		2023	
	Limite diretto	Limite inverso	Limite diretto	Limite inverso
Nord - Centro Nord	2 700	2 200	1 460	2 500
Centro Nord - Centro Sud	1 900	2 700	2 100	1 650
Centro Sud - Sud	2 940	4 000	2 970	3 900
Sud - Calabria	600	2 500	700	2 300
Centro Sud - Sardegna	500	1 200	1 020	1 200
Calabria - Sicilia	800	600	900	700

Fonte: Dati Terna

DOPO LE ASTE UN NUOVO AGGIUSTAMENTO DEL MECCANISMO

La fase di prima attuazione del meccanismo del *capacity market* terminerà con la seconda asta di fine novembre. L'elaborazione della disciplina di piena attuazione deve tenere in considerazione l'entrata in vigore delle nuove norme sul *market design* europeo. Infatti il meccanismo che imposterà le aste per l'allocazione della capacità successiva al 2024, dovrà necessariamente passare per l'approvazione europea.

Questo sarà fondamentale per due motivi principali: in primo luogo, dare un segnale, anche negli anni successivi, alla capacità esistente per contribuire all'adeguatezza del sistema, insieme alla capacità nuova che già ha ricevuto la contrattualizzazione per 15 anni; in secondo luogo continuare a guidare la transizione verso la decarbonizzazione del sistema, con un *phase-out* della generazione a carbone che potrebbe iniziare in corrispondenza di queste prime *delivery*, ma potrebbe non essere completo.

¹ Nel parere inviato da Terna alla Commissione Europea (C(2019) 4509 final) lo scorso giugno, sono esposte le modifiche al *capacity market* italiano e anche i range previsti per la stima della CDP nel punto della curva di domanda con 6 ore/anno di *LOLE* (livello minimo) per l'anno 2019.