

MERCATO ELETTRICO

UNA NUOVA CURVA DI DOMANDA PER IL CAPACITY MARKET ITALIANO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Consultazione Terna "Mercato della Capacità - Criteri per la definizione di curve di domanda per Area, lineari a tratti, funzione di specifici valori di LOLE" del 31/01/2017
- DCO 7/3/2016/R/ee
- Report EC "Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market"

ARTICOLI CORRELATI

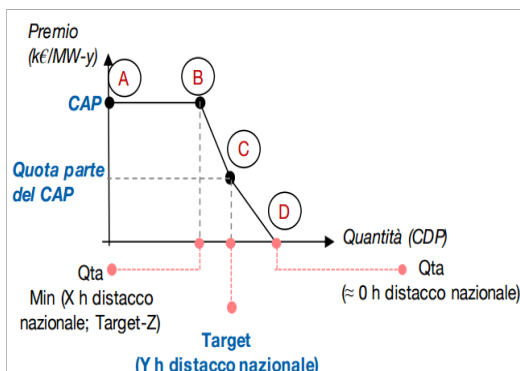
- [Capacity market: il disegno rivisto per una partenza dal 2017](#) (Newsletter 204-205)

Di recente Terna ha posto in consultazione una metodologia semplificata per la costruzione della curva di domanda per area, relativamente al meccanismo di capacity market di prossima implementazione. La nuova metodologia mira a un maggiore controllo del livello di affidabilità del sistema: la misura della probabilità di perdita del carico (LOLE) non sembra tuttavia essere sufficiente, poiché non quantifica l'effettivo livello di energia non fornita e di conseguenza non valuta la sostenibilità per il sistema dei costi necessari a raggiungere l'adeguatezza¹. Tra gli aspetti positivi invece c'è il superamento della limitazione del precedente approccio per aree, che poteva portare a una sottostima del fabbisogno complessivo di capacità.

LA NUOVA METODOLOGIA SI BASA SUL LOLE

Le nuove curve di domanda per area saranno costruite come interpolazione lineare di quattro punti, che esprimono il premio che Terna è disposta a pagare per approvvigionare quattro diversi livelli di capacità, corrispondenti a diversi livelli di adeguatezza del sistema. Infatti, a ogni livello di capacità disponibile in probabilità (CDP) corrisponde un numero di ore/anno in cui, in un'ottica di lungo termine, diventa statisticamente significativa la probabilità di perdita del carico (LOLE, *loss of load expectation*) (**Figura 1**).

FIGURA 1. CURVA DI DOMANDA PER IL CAPACITY MARKET



Fonte: Terna

Il punto A si ha in corrispondenza di CDP nulla, cui viene assegnato un premio pari al *cap*, indicato dall'Autorità a 75,000 euro/MW/anno nel DCO 713/16. Il punto D corrisponde al livello di CDP minima che garantisce un LOLE nazionale nullo: a questo livello di CDP viene assegnato un premio pari a zero, coerentemente a quanto indicato dalle linee guida europee.

Il punto C è collocato sul livello di CDP che garantisce un LOLE uguale a un *target* di adeguatezza che verrà fissato a livello nazionale: tale standard si situa in un *range* solitamente compreso tra le 3 e le 8 ore, nei diversi Paesi europei. Il premio pagato a questa capacità non viene ancora definito, ma viene messo in relazione con i costi fissi evitabili della capacità esistente.

Il punto B, con un premio nuovamente situato al *cap*, corrisponde a una capacità che garantisce un obiettivo secondario di LOLE, meno stringente di quello *target*, e derivante dall'esclusione di uno o più gruppi di generazione in più rispetto al punto C.

VIENE CONSIDERATA L'AFFIDABILITÀ AL POSTO DEI COSTI PER IL SISTEMA

LA PRINCIPALE DIFFERENZA RISPETTO ALLA METODOLOGIA ORIGINALE È INNAZITUTTO NELL'APPROCCIO

La metodologia originale era basata sul calcolo del costo per il sistema di coprire la propria domanda per diversi livelli di capacità disponibile: Terna determinava il livello di capacità che era ottimale approvvigionare in corrispondenza di qualsiasi livello di premio, valutando il costo di acquistare capacità tramite il meccanismo di mercato e il costo di approvvigionare l'energia sui mercati *spot*, che includeva anche l'eventuale valore dell'energia non fornita (VENF). In questo modo, veniva effettuata una valutazione economica della capacità da acquistare nel *capacity market* rispetto al costo da sopportare per il distacco di carico: non vi era quindi un livello minimo di adeguatezza garantito, ma un certo livello di distacco poteva essere "economicamente accettabile" all'aumentare del premio da riconoscere alla capacità contrattualizzata. Inoltre, per la nuova capacità si sarebbe speso al massimo il costo evitato da energia non fornita.

La nuova metodologia, invece, fissando un livello di LOLE *target* (primario e secondario) definisce esplicitamente qual è lo standard di adeguatezza da considerare: viene quindi direttamente valutata l'affidabilità del sistema, indipendentemente dal

¹ Come indicato nelle *recommendations* della Commissione Europea, nel report "Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market".

costo necessario a garantirla. Infatti, il LOLE indica semplicemente il numero di ore in cui è probabile un distacco di carico, senza misurare il volume di energia non fornita nei casi di distacco e senza darne una valorizzazione economica. Un distacco da 1 MW in un'ora, dal punto di vista del LOLE, è tanto accettabile (o inaccettabile) quanto un distacco da 100 MW.

Un possibile dubbio riguarda il ruolo della capacità interrompibile: la probabilità di avere un distacco di carico viene calcolata solo rispetto alla capacità di generazione e senza considerare il possibile ricorso all'interrompibilità oppure a valle anche dell'utilizzo dei consumi interrompibili? La prima sembra l'ipotesi più accettabile, in quanto coerente con il ruolo di "ultima istanza" della capacità interrompibile, che interviene laddove non si è riusciti a garantire una piena copertura del carico, evitando la possibilità di *black out* del sistema.

LA DISTRIBUZIONE ZONALE DELLA DOMANDA PUÒ CAMBIARE

La metodologia originale si poneva l'obiettivo di minimizzare i costi per il sistema, pertanto considerava un utilizzo massimo delle capacità di transito tra le aree, approvvigionando capacità secondo un ordine di merito economico a livello nazionale e massimizzando il mutuo soccorso fra le aree. Era perciò eliminata la capacità di generazione più costosa, anche se si trovava nelle zone più inadeguate (ovvero con meno capacità di generazione interna rispetto alla domanda): la distribuzione della domanda di capacità rispecchiava quindi la distribuzione attuale della capacità installata e necessaria alla copertura del carico, compatibilmente con i vincoli di transito zonali. Inoltre, la massimizzazione del mutuo soccorso dalle zone limitrofe poteva portare a una sovrastima del livello di capacità eliminabile in ogni area, non tenendo conto della possibile contemporaneità delle situazioni critiche nel sistema, sottostimando così la capacità necessaria all'adeguatezza complessiva.

Con la nuova metodologia, invece, che fissa un *target* di LOLE a livello nazionale, è necessario che ogni area contribuisca all'adeguatezza del sistema, indipendentemente dal potenziale costo della capacità che si trova in quell'area. È quindi scartata prima la capacità che si trova in un'area che presenta già un eccesso di capacità rispetto alla domanda, anche se potenzialmente più conveniente per coprire il carico di altre zone. La distribuzione della domanda di capacità sarà quindi più in linea con la distribuzione della domanda di energia: ciò potrebbe spingere a una redistribuzione della capacità installata, incentivando nuovi investimenti in capacità produttiva nelle aree con carenze di capacità interna e dismissioni nelle aree con maggior *overcapacity*.

LA CDP TARGET DIPENDE DALLO SCENARIO ASSUNTO

La capacità necessaria a garantire un determinato livello di LOLE dipende ovviamente dallo scenario di evoluzione del mercato che verrà assunto da Terna, in particolare dalle assunzioni sul carico, sulla capacità di generazione disponibile (compresa quella rinnovabile incentivata, che quindi non partecipa al meccanismo di *capacity market*) e sui limiti di transito. Terna propone di considerare diverse condizioni possibili di scenario, con un approccio di tipo Monte Carlo, al fine di ottenere una convergenza della probabilità di distacco del carico. Una valutazione tanto più accurata sarà possibile quanto più alto è il numero di situazioni analizzate e quanto più la selezione di queste situazioni copre la distribuzione di probabilità di accadimento dello scenario. Non trascurabile è sicuramente l'ipotesi che Terna prenderà in considerazione relativamente al contributo estero: un'ipotesi più conservativa, in linea con quanto accaduto negli ultimi mesi, potrebbe essere più affidabile dal punto di vista dell'adeguatezza del sistema interno, ma sposterà sicuramente la curva di domanda, rispetto a un'ipotesi basata su una profondità storica più ampia, aumentando la CDP richiesta e quindi anche il costo complessivo per il sistema.

IL PREMIO NEL PUNTO CENTRALE SARÀ DECISIVO PER LA PARTECIPAZIONE AL CAPACITY MARKET

Un'altra questione rilevante è il livello di premio che sarà riconosciuto alla CDP che garantisce un LOLE uguale al *target* di adeguatezza fissato, in quanto deve rendere sostenibile la partecipazione della capacità al meccanismo di *capacity market*.

Il meccanismo di *capacity market* italiano si discosta da quelli in altri Paesi europei, in

quanto è l'unico che si basa su un meccanismo di opzione, con un corrispondente *strike price*, che ha impatto sui margini ottenibili dagli operatori sui mercati *spot*: lo *strike price* annulla i margini sui costi variabili ottenuti dalla tecnologia di punta. Pertanto, il premio ottenibile dal *capacity market* dovrebbe essere quantomeno in grado di coprire i costi fissi della tecnologia di punta.

Per esempio, nel meccanismo inglese, simile a quello italiano nello svolgimento ad asta e nella costruzione della curva di domanda, tale premio è stato calcolato sulla base del costo operativo pieno del nuovo entrante, identificato con un impianto a ciclo combinato, al netto dei risultati sui mercati (NET CONE).

Potrebbe essere quindi disincentivante la partecipazione degli operatori considerare solo la quota parte di costi evitabili, che comunque rappresenta il costo opportunità di mettere l'impianto in conservazione, rispetto a contrattualizzare la capacità e garantirne la disponibilità nell'anno di *delivery*.