

Quale impatto del Capacity market sui mercati?

Un'analisi di Alessandro Marangoni e Francesco Marghella, Althesys



*La prima tornata del capacity market sul 2022-23 ha rimesso in moto il settore termoelettrico, ma si è fermata ben prima di soddisfare gli obiettivi di adeguatezza previsti, in particolare in alcune zone del paese come Centro Sud e Sicilia, dove alla luce delle prospettive di ritorno offerte dal meccanismo gli operatori potrebbero aver scelto di non partecipare per continuare a operare liberamente sui mercati dell'energia e dei servizi. E' una delle considerazioni di **Alessandro Marangoni** e **Francesco Marghella** di Althesys in quest'analisi del mercato della capacità, che si sofferma sui benefici attesi e quelli effettivi della sua prima adozione e sui nodi da affrontare in vista della revisione per la fase post 2023.*

La discussione sul capacity market ha tenuto banco per molto tempo nel settore elettrico italiano, ma ad oggi non paiono ancora del tutto chiari i suoi effetti. Quali siano gli strumenti più adatti ad assicurare la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico è, come noto, alla base del dibattito, tanto tra gli operatori che tra gli studiosi. Il confronto sulla validità dei meccanismi di remunerazione della capacità (Mrc) vede un quadro piuttosto articolato, sia in Italia che in Europa, che si arricchisce costantemente di nuovi contributi.

Una storia che arriva da lontano

Ma partire da lontano può essere salutare. Correva l'anno 2006 alla Conferenza Nord Americana degli Economisti dell'Energia quando un paper intitolato "Assessment of a Model for the Italian Capacity Market" (1), segnalava la necessità di un Mrc per scongiurare il rischio di erosione del margine di riserva del sistema elettrico italiano, con benefici per tutti, operatori e consumatori.

Il meccanismo proposto era molto simile a quello che è stato istituito nel 2019, dopo un tribolato *iter* durato tre lustri. Il gestore della rete di trasmissione si sarebbe dovuto approvvigionare della capacità necessaria a coprire la domanda di punta più un margine di riserva attraverso le opzioni di affidabilità ed era prevista la fissazione da parte dell'Autorità di un prezzo di esercizio come tetto massimo alle offerte sui mercati dell'energia e dei servizi. Questo *strike price*, corrispondente al costo variabile della tecnologia di generazione più costosa, ovvero i turbogas a gas naturale, era calcolato in 150 €/MWh (185 €/MWh di oggi). È lo stesso che Althesys prevede al 2028 nello scenario di decarbonizzazione elaborato con Net, modello di sistema elettrico sviluppato in collaborazione con l'Università di Pisa.

Con una spesa annua tra 1 e 3 miliardi di euro al 2006 (1,2-3,6 miliardi di oggi), ripartita su tutti i consumatori con un onere di sistema di 2,5-5,5 €/MWh al 2006 (3,05-6,6 € di oggi), si sarebbero evitati l'andamento incostante degli investimenti in capacità programmabile, i picchi e l'alta volatilità dei prezzi di mercato. Si sarebbe garantito, inoltre, un margine di riserva del 15%, anche con una domanda in aumento del 3% annuo (la crisi economica sarebbe sopraggiunta due anni dopo).

Il meccanismo, era quindi ritenuto utile a fronteggiare le caratteristiche mercati elettrici liberalizzati (come, ad esempio, l'insostenibilità politica dei picchi di prezzo, l'avversione al rischio degli investitori, l'inelasticità della domanda di breve periodo e le asimmetrie informative) indipendentemente dalla transizione energetica e dall'ampia diffusione delle rinnovabili, che sarebbe avvenuta più tardi.

L'analisi costi-benefici dello strumento si concentrava sull'effetto di riduzione dei prezzi di mercato dell'energia, ottenuto grazie alla sostituzione degli impianti obsoleti con altri più efficienti e alla maggiore competizione tra unità in condizioni di elevato margine di riserva (eccesso d'offerta), considerando le strategie e il potere di mercato degli operatori termoelettrici. Le proiezioni 2009-2029 stimavano un beneficio netto variabile negli anni, ma cumulativamente positivo. Secondo le simulazioni, il Mrc avrebbe provocato un abbassamento del Pun dell'ordine di 0-15 €/MWh, ovvero una riduzione fino al 20%, con un risparmio annuale fino a 3,6 miliardi di euro al 2006 (4,3 di oggi).

Gli effetti nella realtà italiana oggi

Nelle stime del governo (fonte: Mise [v. Staffetta 28/06/19](#)) il beneficio atteso dal meccanismo approvato nel 2019 sui mercati dell'energia grazie alla riduzione dei prezzi è di 1,4 miliardi di euro all'anno. Non è però dettagliata la metodologia di stima di questo valore.

Ulteriori benefici derivano secondo il Mise dall'eliminazione dell'attuale meccanismo del *capacity payment* (200 milioni di euro), la restituzione del corrispettivo variabile per effetto dei contratti di opzione (340 milioni), la riduzione delle ore attese con interruzioni programmate di carico (1,3 miliardi di euro) e il risparmio associato alla riduzione dell'energia non fornita (110 milioni). Il totale di tutti i benefici sarebbe, dunque, di 3,35 miliardi di euro che, tolti i costi del meccanismo, leggermente sovrastimati in 1,75 miliardi, darebbero un saldo netto positivo per 1,6 miliardi.

Althesys, nel Rapporto Irex 2020, ha stimato l'impatto del meccanismo italiano alle condizioni di mercato del 2019. L'introduzione dello *strike price* secondo il metodo di calcolo ARERA avrebbe un effetto trascurabile sul Mgp, dove difficilmente i turbogas fissano il prezzo (meno dell'1% delle ore negli ultimi anni), e più concreto sul Msd, in cui il prezzo medio a livello nazionale risulta superiore a quello di esercizio.

Pur nell'ipotesi di partecipazione di tutte le UP al mercato della capacità, l'impatto sul Pun non andrebbe oltre il -0,3%, con un effetto sui volumi del -0,01% e un beneficio di 50,9 milioni di euro.

Sul Msd i risparmi sono calcolati tenendo in considerazione il tasso di partecipazione della capacità alle aste per il 2022 e 2023, risultando compresi tra i 273 e i 290 milioni di euro (493 milioni nell'ipotesi di partecipazione al 100%), ovvero tra il 10% e il 16% del costo di Msd ex ante e MB rispettivamente (18% e 27% con la capacità interamente assegnata).

In conclusione, mentre alcune voci di beneficio parrebbero in linea con le stime ministeriali, altre - come l'effetto di riduzione dei prezzi sul mercato dell'energia (1,4 miliardi) - sono tutte da verificare.

Cosa migliorare per il futuro?

Cosa abbiamo, dunque, imparato da questa prima fase del CM italiano? Come possiamo migliorarlo in vista delle aste per gli anni successivi al 2023?

Senza dubbio il CM ha contribuito alla ripresa delle attività nel settore termoelettrico, con nuove iniziative sia per turbogas a ciclo aperto (peaker) che per Ccgt per circa 6 GW. Ma, confrontando gli esiti del mercato (che ad oggi impegnano circa 8,9 miliardi di euro tra il 2022 e il 2037) con la situazione attuale del sistema elettrico italiano, bisogna fare alcune riflessioni. Il CM è risultato "corto", mancando, rispetto alla potenza efficiente mediamente in servizio, circa 20-25 GW di capacità tra impianti che non sono stati ammessi al CM ma restano disponibili, quelli che saranno dismessi al 2022-2023 e quelli per i quali non sono state presentate volontariamente offerte.

L'analisi mette in luce le distorsioni legate all'utilizzo di uno *strike price* unico a livello nazionale, a cui corrisponde un taglio dei prezzi geograficamente disomogeneo. Sul Mgp i risparmi sono concentrati in Sicilia per il 97%, con un abbassamento del prezzo zonale medio del 3,8%, mentre per il Msd gran parte dei benefici arriverebbero dal Centro Sud (76%-84%), grazie alla riduzione dei prezzi medi del 30%-34% su Msd ex ante e del 27%-31% su MB.

Questo potrebbe aver indotto gli operatori ad adottare strategie diverse dalla partecipazione al CM per continuare a operare liberamente sui mercati dell'energia e sul Msd. Il rapporto tra capacità assegnata e quella obiettivo per l'adeguatezza, infatti, è inferiore alla media nazionale (57% per il 2022 e 60% per il 2023) nel Centro Sud (50% e 58%) e Sicilia (43% e 47%).

I valori massimi imposti ai premi nelle aste del 2019 (33.000 e 75.000 €/MW/anno per capacità nazionale esistente e nuova) per limitare i costi sono un tema centrale per la discussione sul CM post-2023, perché questi rischiano di continuare a limitare l'efficacia dello strumento. Il ritocco verso l'alto o l'abolizione del tetto ai premi potrebbero stimolare una maggiore partecipazione degli operatori al mercato, conservando in positivo il bilancio benefici-costi per il sistema?

Le simulazioni del modello Net mostrano come il capacity market possa essere un'opportunità di business per gli operatori e come solo determinate condizioni possono renderlo più attraente.

D'altra parte, la revisione del CM andrebbe inquadrata in un più ampio ripensamento del market design necessario per meglio rispondere all'evoluzione della struttura industriale del settore elettrico.