

Milano, 2 luglio 2021

Spettabile
TERNA

Inviata a mezzo mail a:

survey_voll@terna.it

ConsultazioneMercatoCapacita@terna.it

e per conoscenza:

mercati-ingrosso@arera.it

info@arera.it

Documenti di consultazione “Schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Prima Attuazione anni di consegna 2024 e 2025”, “Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, di cui all’Articolo 2.1 della Disciplina” e “Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano”

Considerazioni generali

ANIE considera il mix energetico di centrali termoelettriche a gas e di impianti a fonte rinnovabili e di sistemi di accumulo indispensabile ai fini della transizione energetica nel rispetto dei requisiti di adeguatezza.

ANIE ritiene che, come già espresso nell’audizione parlamentare in materia di mercato della capacità (Affare Assegnato N. 397), alla luce dei risultati delle prime aste sul capacity market, per il post 2023 sia necessario tenere in considerazione le raccomandazioni di Bruxelles in risposta all’Implementation Plan presentato dal nostro Governo.

ANIE ritiene che il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e dell’uso efficiente delle risorse economiche si debba portare avanti attraverso un processo organico di riforma del mercato elettrico e pertanto si chiede di accelerare l’adozione delle raccomandazioni europee. Secondo il regolamento europeo 943/2019 i meccanismi di capacità (riserva strategica e capacity market) sono di ultima istanza e prima di essi va adottato un piano di attuazione che rimuova le distorsioni di mercato originate dalla normativa (un es. è lo stato di attuazione della delibera 300/2017 di ARERA), che adegui il cap ed il floor dei prezzi sul mercato elettrico (un es. sono per il floor l’assenza di prezzi negativi e per il cap l’adeguamento al valore di 9.999 €/MWh) ed infine che definisca un sistema capace di garantire un’acquisizione efficiente sotto il profilo dei costi e orientato al mercato servizi di bilanciamento e servizi ancillari (un es. è l’analisi storica dell’approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione contenuta nella delibera 282/2020 di ARERA; al contrario l’es. delle aste dei progetti pilota UVAM e FAST RESERVE hanno fatto registrare una grande partecipazione e competizione; a tal proposito occorre a nostro avviso interrogarsi come mai per il progetto pilota FAST RESERVE ci sia stata un’ampia partecipazione con oltre 1.300 MW su un contingente di

230 MW ed un prezzo medio ponderato di assegnazione di 29,5 k€/MW/anno per 5 anni, mentre all'asta del capacity market con periodo di consegna 2022 e 2023 nonostante il prezzo di aggiudicazione sia stato di 75 k€/MW/anno per 15 anni si sono presentati solo 96 MW su un contingente di 66.000 MW).

Si auspica che lo schema attuale del capacity market garantirà al sistema un'acquisizione efficiente sotto il profilo dei costi nel prossimo bando. Nella precedente sessione di asta per i periodi di consegna 2022 e 2023 non ci pare sia emerso il vero valore del sistema a causa di un'assegnazione a prezzo di base d'asta su tutti i segmenti e in tutte le zone. La capacità che doveva essere assegnata in base a logiche di mercato è di fatto stata allocata su base tariffaria e non ha quindi messo in competizione tra loro i partecipanti. Se non si interviene per modificare il meccanismo di asta si teme che identico risultato possa conseguirsi per le aste con periodo di consegna 2024 e 2025. Il tema della definizione del contingente d'asta è cruciale, perché la chiusura dell'asta al valore marginale indica una prospettiva di inadeguatezza strutturale che non rispecchia le condizioni attuali e prospettiche del sistema elettrico.

Il capacity market è uno strumento definito per fornire segnali di lungo termine e per calmierare l'aumento dei costi di dispacciamento. Nel recente passato alcune distorsioni alla concorrenza verificatesi in aree molto circoscritte del mercato elettrico (principalmente CSUD e SUD) hanno fatto aumentare sensibilmente i costi dell'uplift. Gli esiti del mercato della capacità, che vedono al contrario la maggior parte dei MW assegnati nella zona nord, evidenzia una potenziale inefficacia del meccanismo in termini di costi aggiuntivi per il sistema. Occorre garantire che il meccanismo zonale del capacity market sia in grado di risolvere i problemi nodali, andando quindi ad eliminare la necessità di strumenti di contrattualizzazione puntuale fuori mercato come quello dell'essenzialità.

Nel contesto di forte evoluzione tecnologica in atto le modifiche proposte sono tali da non rimuovere quelle criticità che in passato hanno reso difficoltosa la partecipazione di fonti rinnovabili e sistemi di accumulo. Ne consegue che il meccanismo del mercato della capacità (soprattutto se esteso a un periodo lungo) risulta una barriera all'ingresso per le nuove tecnologie che potrebbero efficientemente partecipare al mercato dei servizi ed accrescerne il livello di concorrenza.

In conclusione:

- perseguendo la logica di ottimizzazione dei costi per il sistema si ritiene opportuno ripensare al contingente da bandire
- perseguendo la logica della neutralità tecnologica difficilmente si indirizza il sistema elettrico verso il percorso di decarbonizzazione e si creano barriere all'ingresso per le nuove tecnologie

Considerazioni su “Schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Prima Attuazione anni di consegna 2024 e 2025”

La disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica posta in consultazione non chiarisce quali delle modifiche apportate dallo schema di proposta impatteranno retroattivamente sulle aste madri con periodo di consegna 2022 e 2023, fatto salvo quanto esplicitamente indicato per le regole inerenti la verifica degli obblighi di offerta e restituzione del corrispettivo variabile per tener conto delle offerte sulle piattaforme di bilanciamento europee (RR, mFRR) e sulla piattaforma XBID. Ad es. non si comprende se l'adeguamento delle modalità di applicazione dei limiti emissivi, per i quali è stata cambiata la definizione di “Indice di emissione dell'unità”, sarà applicato retroattivamente. Si chiede, pertanto, di chiarire con uno schema le modifiche che saranno applicate con effetto retroattivo ai contratti relativi alle aste madri con periodo di consegna 2022 e 2023.

Si rileva una disparità di trattamento tra le nuove unità rilevanti e quelle non rilevanti; infatti in caso di prezzo zonale superiore al prezzo di strike per le prime si considera assolto l'obbligo contrattuale nel caso in cui abbiano reso disponibile la propria capacità presentando offerte sia sui mercati dell'energia sia sui mercati di dispacciamento anche in assenza di una reale immissione in rete, mentre per le seconde che non partecipano a MSD è previsto l'obbligo di immissione in rete dell'energia elettrica in MGP/MI.

Per le unità non programmabili si chiede che la restituzione del corrispettivo variabile orario sia applicata esclusivamente alle ore di picco settimanali per le quali tali unità hanno obbligo di offerta.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo il documento in consultazione propone un derating in funzione della capacità energetica equivalente di ciascun impianto di generazione, ma non chiarisce come verrà considerato ed applicato in funzione dei diversi impianti di generazione. Inoltre il documento non considera l'eventualità dei sistemi di accumulo "stand alone. Gli stand alone, essendo unità programmabili ed avendo obbligo di offerta in tutte le ore di picco, è importante che si sappia in anticipo quali esse siano per programmare la fase di ricarica. Più in generale, come già esplicitato per le unità non programmabili, si chiede per i sistemi di accumulo che la restituzione del corrispettivo variabile orario sia applicata esclusivamente alle ore di picco settimanali per le quali tali unità hanno obbligo di offerta

Si chiede apertura del meccanismo alle configurazioni in cui sul medesimo POD coesistono unità di generazione (CAR, FER, STORAGE) ed unità di consumo.

Considerazioni su "Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, di cui all'Articolo 2.1 della Disciplina"

Con riferimento alla formula (9) a pag. 8 delle DTF 1 non si esplicita l'acronimo del parametro FC.

Alla pag. 12 delle DTF 2 (cfr par. 2.4.3) il parametro LOLE sembra al momento ancora da definire nell'ambito del DM che dovrà approvare la nuova disciplina, anche se il valore è già stato determinato dal DM che ha approvato le versioni della disciplina per gli anni 2022 e 2023. Significa il che il valore del LOLE verrà modificato?

A pag. 20 delle DTF 2 sono definiti in Tabella 2 i valori di derating delle FERNP, ma i valori riportati in essa parrebbero piuttosto relativi alla CDP in percentuale.

Considerazioni su "Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano"

Il WACC preso a riferimento al paragrafo 6.3.1 è pari a quello del servizio di trasmissione. Si chiede di specificare il motivo di tale scelta. Inoltre, considerato il valore attribuitogli, può essere considerato un valore sostitutivo delle revenues di mercato e non complementare, come a nostro avviso dovrebbe essere.

Riguardo il calcolo del VOLL l'interruzione pari a 2 minuti risulta a nostro avviso più compatibile ad un guasto che ai fini dell'adeguatezza. È stata invece scartata l'ipotesi delle 4 ore, che avrebbe avuto maggior rilevanza ai fini delle valutazioni sull'adeguatezza.

Infine, nell'ambito dell'indagine dei segmenti residenziale e terziario si chiede di spiegare le considerazioni per le quali si sia definito un fattore di contemporaneità stimato pari al 45% per il picco estivo e 40% per il



Technologies for our future



CONFINDUSTRIA

picco invernale e non si sia prevista la stessa metodologia adottata per il segmento industriale per il quale si è considerata la potenza assorbita media. La richiesta di approfondimento deriva anche dalla considerazione che l'utilizzo della potenza impegnata come parametro ai fini del VOLL sia fuorviante, alla luce del fatto che si tratta di un valore convenzionale posto pari a 3kW e tendenzialmente sovrastimato.