

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

Documento di Consultazione

Osservazioni di Italia Solare

ITALIA SOLARE ritiene che il meccanismo del Capacity Market (CM) costituisca, in generale, uno strumento in grado di contribuire al raggiungimento del necessario livello di adeguatezza del sistema elettrico del Paese, ma anche che la sua attuale configurazione sia iniqua e poco efficiente, principalmente per i seguenti motivi:

- La partecipazione di risorse come generazione distribuita (impianti “non rilevanti”), fonti rinnovabili, accumuli elettrochimici (di seguito: accumuli) e domanda è ostacolata da una serie di misure che, di fatto, rendono ingestibile il livello di rischio derivante dalla partecipazione al meccanismo. Queste misure hanno peraltro effetti discriminatori sui partecipanti, favorendo soltanto gli operatori che dispongono di impianti termoelettrici convenzionali.
- Prendendo spunto dalla disciplina relativa agli anni 2022-2023, il livello di risorse complessivamente selezionato con le procedure concorsuali pare eccessivamente elevato (>40 GW), esponendo i consumatori a un livello di costi non pienamente giustificato. Il sistema elettrico italiano, anche in base alle evidenze degli esiti del mercato elettrico, risulta strutturalmente lungo. L’analisi delle potenziali criticità dovrebbe quindi concentrarsi sui momenti dell’anno in cui si prevede possano verificarsi livelli non sufficienti di riserva di capacità, andando a contrattualizzare le sole risorse, anche di nuova realizzazione, necessarie al ripristino dei desiderati livelli di adeguatezza in quelle ore, con un approccio simile a quello del progetto Fast Reserve, in cui la disponibilità delle risorse viene richiesta su un determinato numero di periodi dell’anno (blocchi di ore). Riteniamo inoltre che procedure che avranno l’effetto di garantire la disponibilità di un consistente parco di generazione termoelettrica sul lungo periodo (2040 e oltre) non tengono adeguatamente conto dell’atteso sviluppo del parco di generazione nazionale nei prossimi decenni, contraddistinto dalla diffusione di impianti di generazione distribuita, a fonti rinnovabili e accumuli, in configurazioni caratterizzate da crescenti livelli di programmabilità. Ciò implica che l’assicurarsi oggi ingenti quantitativi di capacità termoelettrica sul lungo termine, destinata a operare per un numero annuo di ore inevitabilmente decrescente, rischia di rivelarsi un’operazione poco utile, non efficiente e molto costosa per il sistema.

Per quanto sopra, e per i motivi di seguito passati in rassegna, riteniamo che la sostanziale conferma dell’impianto già definito per gli anni 2022-2023 non rappresenti un’evoluzione

soddisfacente del meccanismo. Urgono modifiche più rilevanti, in grado di garantire sia efficacia ma anche, per quanto possibile, efficienza.

Di seguito esponiamo la nostra posizione su temi specifici della disciplina, con riferimento alla versione già approvata per gli anni 2022-2023 e alle proposte di modifica per gli anni 2024-2025.

Partecipazione di rinnovabili, accumuli e domanda al meccanismo

Cumulabilità dei proventi garantiti da altri meccanismi

A nostro giudizio sarebbe opportuno interrogarsi sulla correttezza del divieto di partecipazione al CM per risorse che beneficiano di remunerazione prevista da altri meccanismi. A titolo di esempio, le procedure di incentivazione delle rinnovabili e il CM perseguono obiettivi nettamente differenti: la decarbonizzazione il primo, l'adeguatezza del sistema il secondo. Il fatto che entrambi i meccanismi procedano alla selezione dei beneficiari secondo procedure concorsuali, ne rafforza la potenziale compatibilità. Infatti, in occasione delle aste per l'assegnazione degli incentivi alle FER, un operatore razionale, per ottimizzare il proprio livello di competitività, dovrebbe necessariamente internalizzare nella propria offerta il potenziale beneficio derivante dalla partecipazione (anche) al meccanismo del CM. Riteniamo che in questo modo l'eventuale cumulabilità dei proventi potrebbe essere efficacemente gestita nel rispetto delle linee guida UE sugli aiuti di Stato.

Lo stesso ragionamento può essere fatto per le risorse che partecipano al progetto pilota UVAM. Una UVAM non fornisce infatti un contributo in termini di adeguatezza del sistema, ma della sua sicurezza. Tra l'altro le unità coinvolte nel progetto UVAM sono già equipaggiate di strumenti di monitoraggio e controllo, e i BSP per definizione sono aggregatori in grado di gestire efficacemente unità anche composite e variegate, quindi pare del tutto ingiustificato rinunciare al contributo di tali impianti al Capacity Market, già dal primo periodo di applicazione 2022-2023.

Obblighi di offerta sul mercato e applicazione del corrispettivo variabile

Le fonti rinnovabili non programmabili, per quanto l'obbligo di presentazione di offerte sul mercato si riduca alle ore del cd picco settimanale, si vedono applicate il corrispettivo variabile (CV) per tutte le ore dell'anno. In questo modo vengono esposte a un elevato rischio economico, non proporzionale all'impegno richiesto in termini di contributo all'adeguatezza.

Riteniamo dunque che l'applicazione del CV dovrebbe limitarsi alle sole ore del picco settimanale.

Per quanto riguarda gli accumuli, apprezziamo l'intenzione di un'effettiva equiparazione ai pompaggi. Crediamo però che, al pari di questi, le misure proposte per le risorse a energia limitata siano eccessivamente penalizzanti, non tenendo in debito conto le caratteristiche di funzionamento di questi dispositivi. L'applicazione dell'obbligo di offerta sul mercato, e

del CV, su tutte le ore dell'anno, significa non considerare adeguatamente le necessità di ricarica. Nel corso di una generica giornata, indipendentemente dal dimensionamento dell'accumulo, arriverà inevitabilmente il momento in cui il dispositivo dovrà essere ricaricato, determinando alternativamente i) uno scambio con la rete non in linea con le offerte presentate al fine di ottemperare agli obblighi previsti dalla disciplina del CM e quindi uno sbilanciamento per l'operatore oppure ii) l'inadempimento degli obblighi di offerta e quindi una penale ai sensi del CM per l'operatore. La partecipazione di un accumulo al CM in configurazione *stand-alone* sembra pertanto eccessivamente rischiosa.

Riteniamo pertanto che dovrebbe essere consentito agli accumuli di disporre periodicamente di un lasso di tempo sufficiente a garantire la ricarica del dispositivo, opportunamente individuato (evitando a es., per quanto possibile, le ore critiche dell'anno) prescindendo dalla flessibilità concessa dalla disciplina degli inadempimenti. Parimenti, il CV non dovrebbe essere applicato in questi periodi di ricarica "consentita".

Tassi di derating

Questo parametro risulta oltremodo penalizzante per le fonti rinnovabili non programmabili. Riteniamo che il tema necessiti di più ampi approfondimenti che possano condurre a una loro ridefinizione.

Partecipazione della domanda

Come evidenziato in altre occasioni, ribadiamo la necessità di riconoscere alla domanda gli stessi diritti delle altre risorse, a iniziare dalle forme di remunerazione.

Sul piano più propriamente tecnico, con specifico riferimento alle prove di abilitazione e in particolare alla necessità di attendere 180 gg di tempo per la ripetizione dei test in caso di ripetuti fallimenti, riteniamo eccessiva la richiesta di modifica del 50% dei punti inclusi nell'aggregato per evitare tale attesa. Sarebbe preferibile lasciare al Partecipante il compito di individuare le risorse che hanno determinato il fallimento dei test, escludendo dall'aggregato punti per un ammontare di capacità almeno pari a quella che ha determinato il fallimento del test in cui più ci si è avvicinati a un esito positivo.

Partecipazione di unità di produzione non rilevanti (UPNR)

L'accesso al meccanismo di UPNR è oltremodo ostacolato dalle modalità tecniche di verifica del rispetto degli obblighi di offerta sul mercato. Ricordiamo infatti che queste risorse vengono considerate sempre come aggregato a livello zonale, senza possibilità di discriminazione tra unità che sono state selezionate in esito al CM e non. In questo modo, le modalità di attribuzione delle offerte presentate sul mercato tra le unità che costituiscono l'aggregato, finiscono per penalizzare le risorse che partecipano al CM, anche se per queste sono state potenzialmente presentate offerte coerenti con l'assolvimento degli obblighi del CM.

Chiediamo pertanto la possibilità per gli operatori di creare dei sotto-aggregati di UPNR che partecipano al CM, in modo da poter individuare e attribuire con precisione le offerte di mercato a loro riconducibili.

Questa soluzione è indispensabile fin da subito, quindi dovrebbe trovare applicazione fin al primo periodo 2022-2023.

Selezione risorse in esito alla procedura concorsuale

Esprimiamo piena condivisione alla proposta di accettare l'offerta di capacità nuova anche in modo parziale (cfr art. 28), pur riconoscendo all'operatore il diritto a non assumere gli impegni corrispondenti. In caso contrario si amplificherebbe il rischio di sovra dimensionare la capacità complessivamente selezionata, non solo per l'anno di riferimento, ma per l'intera durata del contratto sottoscritto dal titolare di nuova capacità, con forte aggravio di costi per il sistema.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF)

Soprattutto in relazione alle criticità evidenziate per la partecipazione di risorse come fonti rinnovabili, accumuli e domanda, un giudizio organico sul meccanismo richiede l'analisi anche delle DTF, che contengono informazioni su parametri fondamentali, come i criteri di verifica degli obblighi di offerta e di calcolo del corrispettivo variabile. Chiediamo quindi che possano essere rese disponibili quanto prima e che sia consentito esprimere un giudizio anche su questi testi. In considerazione di ciò ci riserviamo di apportare / modificare / integrare ulteriori commenti non appena sarà possibile.