

## **Mercato della capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) n° 1 e n° 2**

Documento di consultazione

Osservazioni di ITALIA SOLARE

Dalla lettura dei documenti posti in consultazione emerge una generale conferma dei contenuti già approvati per le procedure relative agli anni 2022 e 2023. Riteniamo pertanto doveroso replicare alcuni concetti già esposti in occasione della consultazione della disciplina del mercato della capacità (disciplina), in particolare la necessità di prevedere misure in grado di non penalizzare oltre modo quelle risorse su cui nel medio-lungo termine poggerà l'intera impalcatura del sistema elettrico nazionale, vale a dire fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili (FERNP), accumuli (in primis elettrochimici) e domanda.

Le attuali disposizioni inserite nelle DTF, a es. i tassi di *derating* proposti per le FERNP, costringono queste risorse a un ruolo inevitabilmente marginale nel mercato della capacità, a nostro giudizio oltre quanto non sia giustificabile con le caratteristiche di non programmabilità. Va comunque riconosciuta l'introduzione di elementi interessanti quale a es. le proposte di tassi di *derating* per i sistemi di accumulo. È condivisibile la previsione di un tasso proporzionale al rapporto E/P, per quanto i valori previsti per i livelli più bassi del rapporto siano piuttosto penalizzanti. A ogni modo osserviamo come i valori previsti per livelli del rapporto superiori a 6 siano piuttosto simili a quelli definiti per unità termoelettriche. Questo è a nostro giudizio un elemento molto interessante, perché significa assimilare l'apporto in termini di adeguatezza garantiti da queste 2 tipologie di risorse, a conferma di quanto l'associazione sostiene da tempo, vale a dire che già oggi esistono risorse e configurazioni tali da poter rimpiazzare le unità termoelettriche anche in termini di adeguatezza del sistema. Per questo motivo, considerata l'inevitabile evoluzione del sistema verso una combinazione FERNP + accumuli, riteniamo opportuno creare le condizioni fin da subito per la più ampia diffusione di queste risorse, anche nell'ambito del mercato della capacità. Il concetto di "neutralità tecnologica" va a nostro giudizio perdendo significato, se la conseguenza è quella di destinare ingenti somme a risorse che saranno caratterizzate nel corso della loro vita utile da fattori di utilizzo estremamente bassi. Il messaggio che ci sembra trasparire da questi elementi è che un sistema senza gas è oggi possibile, e pertanto pare irragionevole procedere alla contrattualizzazione di un'elevata capacità a gas di nuova realizzazione in occasione delle aste 2024 e 2025.

Di seguito illustriamo le nostre osservazioni di dettaglio su punti specifici del documento.

### **Obblighi di offerta nel caso di accumuli abbinati a FERNP**

Nella nota 1 di pag. 5 delle DTF 1 si ricorda come dev'essere classificata e gestita a fini programmazione un'unità di accumulo abbinata ad altri gruppi di generazione. Nella nota sembra evincersi come, ai sensi della del. 574/14, art., 4.4, l'accumulo abbinato ad altre unità debba essere (sempre) considerato come unità non programmabile, ma in realtà ciò dipende dal tipo di unità cui è abbinato.

### **Nomina mensile valida ai fini della determinazione del corrispettivo variabile**

Nella formula (9) a pag. 8 delle DTF 1 manca, nella descrizione degli elementi della formula, il riferimento al parametro FC (immaginiamo si tratti del *fattore di carico*). Riterremmo utile esplicitarlo, assieme al suo significato.

### **Evidenza modifiche apportate ai documenti**

A differenza di quanto occorso con la revisione della disciplina, non sono esplicitate le modifiche apportate al documento in modalità revisione. Sarebbe stato utile poterne disporre, per sincerarsi di aver analizzato ogni possibile novità.

### **“Disponibilità di generazione”**

A pag. 5 delle DTF 2 (par. 2.1) si cita il parametro “disponibilità di generazione” nell’introduzione al capitolo sulle curve di domanda. Questo parametro era però stato eliminato dal testo della disciplina. Ci chiediamo pertanto se quanto riportato nelle DTF sia un refuso o se invece questo parametro venga ancora effettivamente considerato.

### **Parametro LOLE**

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. Ci chiediamo se sia effettivamente così o se si farà riferimento al valore già determinato e al DM che ha approvato le versioni della disciplina per gli anni 2022 e 2023.

### **Tassi di *derating* e CDP in percentuale**

Per le FERNP a pag. 20 delle DTF 2 sono definiti in tabella 2 i valori di *derating*. Ci chiediamo però se, anche considerata la tabella 3, non si tratti piuttosto anche in questo caso dei valori di CDP in percentuale.

### **Criteri di valutazione offerte per UPNR**

Da DTF1

*“Nella fase di verifica degli obblighi di offerta, per ciascun Assegnatario titolare di UPNR, viene considerata la quantità offerta dall’intero aggregato a cui le UPNR appartengono, moltiplicata per la quota parte di potenza delle UPNR dell’Assegnatario. La quota parte di potenza delle UPNR dell’Assegnatario è calcolata come il rapporto tra la somma delle potenze massime erogabili, al netto dell’eventuale potenza incentivata, delle UPNR qualificate nella disponibilità dell’Assegnatario e la somma delle potenze massime erogabili, al netto dell’eventuale potenza incentivata, di tutte le UPNR dell’aggregato. In caso di aggregato con UPNR incentivate al suo interno, ai fini della verifica degli obblighi di offerta e del calcolo del corrispettivo variabile, viene considerata la quantità offerta in eccedenza alla potenza totale incentivata dell’aggregato moltiplicata per la quota parte di potenza delle UPNR dell’Assegnatario, calcolata come descritto sopra.*

Applicando tale criterio a un portafoglio ove coesistono sia impianti iscritti a MdC sia impianti non iscritti a MdC risulta quasi sempre che la quota parte di offerta che tale criterio “associa” alle unità iscritte a MdC è decisamente inferiore sia alla reale potenza che tali impianti immettono sia alla CDP assegnata. Ciò comporta che l’offerta dell’aggregatore risulta quindi non valida e pertanto di fatto si rende impossibile la partecipazione a Mdc di unità non rilevanti che sono dispacciate in aggregati e

che per la maggior parte sono rappresentate da impianti alimentati a fonti rinnovabili. Alcune possibili strade potrebbero essere:

- Modificare il criterio con: *la quota parte di potenza delle UPNR dell'Assegnatario è calcolata come il rapporto tra la somma delle energie erogate, al netto dell'eventuale energia prodotta dalle unità incentivate, delle UPNR qualificate nella disponibilità dell'Assegnatario e la somma delle energie erogate, al netto dell'eventuale energia prodotta dalle unità incentivate, di tutte le UPNR dell'aggregato. In caso di aggregato con UPNR incentivate al suo interno, ai fini della verifica degli obblighi di offerta e del calcolo del corrispettivo variabile, viene considerata la quantità offerta in eccedenza alla potenza totale incentivata dell'aggregato moltiplicata per la quota parte di potenza delle UPNR dell'Assegnatario, calcolata come descritto sopra.*
- Consentire agli UDD di creare aggregati di dispacciamento dedicati alle unità iscritte a MdC.