

Genova, 11/11/2022

**Oggetto: DCO 393/2022/R/eel – Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico**

\*\*\*

Spett.le Autorità,

Il Gruppo ERG accoglie con favore la pubblicazione del documento di consultazione in oggetto, parte del più ampio processo di implementazione di un sistema di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio, definito dal D.Lgs. 210/2021 (art. 18) in recepimento della Direttiva cd. "Mercati Interni", n. 2019/944.

Dato l'attuale limitato sviluppo del parco di generazione degli accumuli nel nostro Paese e l'evidente supporto che tale tecnologia è in grado di fornire allo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, non possiamo che plaudere all'introduzione di un nuovo meccanismo che rappresenta un unicum nel panorama europeo e che – di fatto – dovrebbe rappresentare il volano dell'integrazione di tali sistemi nel mercato elettrico nazionale.

Questa fase consultiva, a nostro modo di vedere, ricopre una rilevanza fondamentale nell'ambito del più ampio processo implementativo della misura, avendo l'obiettivo di definire una struttura solida, concorrenziale e, auspiciamo, il più possibile chiara del meccanismo.

Per tale ragione, nel proseguo del documento cercheremo di evidenziare i punti di maggiore attenzione da noi rilevati durante l'analisi ragionata di questo nuovo strumento.

In termini generali, pur comprendendo che la presenza del TSO nel meccanismo sia determinata dalla necessità effettiva di risorse a supporto del buon funzionamento del sistema elettrico nell'attuale fase di transizione energetica, riteniamo che l'accentramento dei ruoli in capo a Terna (sia nella fase di redazione del fabbisogno che di quella più operativa), rappresenti un'opzione fin troppo regolata e possa andare a detrimento del mercato e della concorrenzialità.

Il meccanismo di aste a lungo termine per l'approvvigionamento di capacità di accumulo si presenta – di fatto – come uno strumento amministrato che lascia poco spazio alla libera espressione dei segnali di prezzo sul mercato, delegando anche le fasi operative al TSO.

Reputiamo in tal senso utile una revisione di alcune scelte, a partire dall'identificazione di Terna come il

**ERG Power Generation spa**

Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'unico socio ERG spa

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

Torre WTC Via De Marini 1 16149 Genova Italia ph +39 010 24011 fax +39 010 2401585	Piazza Indipendenza, 23 B-C 00185 Roma Italia SP ex SS 114 Litoranea Priolese Km 9,5 96010 Priolo Gargallo (SR) Italia ph +39 0931 1938006 fax +39 0931 1938271
---	--

soggetto deputato alla redazione dello studio di sistema sulle tecnologie di stoccaggio che potrebbe essere demandato, ad esempio, ad un soggetto terzo indipendente.

Evidenziamo poi che il fallimento del mercato a favore dello sviluppo di capacità di stoccaggio da parte di Terna dovrebbe rappresentare una situazione residuale: in tal senso, proponiamo un'apposita revisione del design delle aste suggerendo, in particolare, di:

- ✓ eliminare il vincolo alla partecipazione dei soli impianti autorizzati, barriera all'accesso di rilevante importanza e in grado di limitare fortemente il numero dei soggetti che potranno prendere parte alle aste aumentando, di conseguenza, le possibilità di fallimento del mercato a favore di Terna;
- ✓ prevedere almeno due aste per tecnologia in caso di mancata copertura del fabbisogno durante la prima procedura, in modo tale da garantire una seconda opportunità agli operatori di mercato che, soprattutto in fase di avvio del nuovo meccanismo, saranno esposti a maggiori difficoltà.

Con specifico riferimento a quest'ultimo punto, al fine di ridurre la probabilità che le aste vadano parzialmente o totalmente deserte e che, di conseguenza, si renda necessario il coinvolgimento di Terna per la realizzazione degli accumuli, proponiamo che il design del meccanismo preveda oltre alle aste "principali", delle aste "di riparazione" aperte agli operatori di mercato, finalizzate a coprire la quota parte di fabbisogno non allocata durante la prima asta.

Inoltre, riteniamo opportuno evidenziare che vincolare lo sviluppo del fabbisogno di accumuli nel nostro Paese – identificato negli scenari condivisi Terna-Snam in 71 GWh – al solo meccanismo di aste a lungo termine, rappresenti un limite per l'evoluzione del mercato elettrico nel suo complesso. Al contrario, reputiamo opportuno lasciare spazio anche ad altri meccanismi caratterizzati da approcci meno rigidi e amministrati dal punto di vista della gestione a mercato degli asset, in modo tale da consentire all'operatore di scegliere la tipologia di business model di riferimento.

A tale proposito proponiamo che:

- ✓ il fabbisogno correlato al meccanismo in consultazione sia dimensionato secondo una logica di progressività temporale;
- ✓ le regole per la partecipazione ad MSD da parte degli accumuli siano completate nel minor tempo possibile;
- ✓ le regole del Capacity Market siano riviste al fine di favorire la partecipazione degli accumuli;
- ✓ le attività previste nell'ambito del TIDE contemplino il completamento delle regole sulla remunerazione a mercato dei servizi ancillari per la regolazione di frequenza e di tensione.

Con specifico riferimento alla valorizzazione del premio in esito all'asta, riteniamo opportuno un aggiornamento su base annua all'inflazione per tutto il periodo di consegna al fine di tenere in considerazione la variazione dei costi durante l'intero orizzonte temporale della delivery.

Infine, in relazione al design sul nuovo mercato dei prodotti di time shifting, riteniamo che dovrebbe essere considerato e adottato il principio di neutralità tecnologica, così come previsto per le procedure concorsuali. In questo senso, si potrebbe prevedere, almeno in un primo periodo di implementazione, la partecipazione al mercato dei prodotti di time shifting (lato offerta) di tutti gli impianti esistenti in grado di fornire il servizio sotteso ai prodotti standard, senza limitazione alla sola tecnologia di accumulo di energia.

Più in dettaglio, riportiamo a seguire le seguenti osservazioni:

- ✓ par. 1.10 lett. b) punto iv): consideriamo che l'orizzonte di consegna, non determinato in questa fase, sia posto pari alla vita utile dell'impianto, al fine di garantire un adeguato ritorno dell'investimento. In aggiunta chiediamo che il premio in esito all'asta sia adeguato all'inflazione;
- ✓ par. 2.7 lett. e): con riferimento ai parametri tecnici riportati, chiediamo di integrare la definizione di "ciclicità dello stoccaggio", sviluppando meglio il concetto di "[...] rilevanti perdite di energia" e chiarendo, quantificandoli, i valori che determinano la "rilevanza" di una perdita di energia;
- ✓ par. 2.7 lett. i): reputiamo utile anche poter considerare l'effetto del degrado, soprattutto qualora l'asta venga considerata a capacità nominale;
- ✓ par. 2.20 lett. c): non riteniamo sostenibile la previsione per cui al fine di preservare la neutralità tecnologica, il premio in esito alla prima asta rappresenterà la base d'asta della seconda e così via. Consideriamo più corretto effettuare procedure concorsuali basate sui parametri di costo relativi alla tecnologia partecipante, evitando discriminazioni tra le stesse;
- ✓ par. 2.33 lett. e): chiediamo un chiarimento sul concetto di "saldo nullo di energia accumulata" non esplicitato nel documento;
- ✓ par. 2.41 lett. a): suggeriamo che il meccanismo delle penali non sia applicato anche in caso di eventi estremi che esulano dai vincoli tecnici di rete, ma che rendono in ogni caso l'impianto indisponibile al mercato;
- ✓ par. 2.48 lett. d): data l'assenza, attualmente, di meccanismi di incentivazione dedicati agli accumuli, si chiede di specificare tale fattispecie. A tal proposito, si chiede inoltre di chiarire se un impianto che abbia fatto richiesta di partecipazione al Capacity Market possa scegliere di recedere dal contratto a favore di questo nuovo meccanismo;
- ✓ par. 2.50: si chiede di chiarire come si terrà conto delle diverse caratteristiche tecniche dell'impianto in fase di formulazione del premio. Qualora il fabbisogno venisse espresso in MW ed il premio espresso in €/MW/anno, impianti con diversa capacità non risulterebbero confrontabili in termini di capex e dunque di premio offerto per garantire il ritorno dell'investimento;
- ✓ par. 2.51: si chiede di chiarire il tema delle extra-prestazioni. Nello specifico, chiediamo di chiarire se il profitto derivante dalle extra prestazioni in MSD è previsto in aggiunta al premio di asta e, in caso di risposta positiva, se sarà attribuito allo sviluppatore del sistema di accumulo o se, al contrario, i margini effettuati sul mercato dei servizi saranno appannaggio dell'operatore di mercato;
- ✓ par. 2.58: per quanto attiene alla formazione del prezzo nelle aste, riteniamo che le varie sessioni debbano avere la stessa struttura di formazione del prezzo;
- ✓ par. 3.3: relativamente al mercato dei prodotti di time shifting, si propone di inserire un floor al compenso derivante dal differenziale di prezzo sui mercati dell'energia almeno pari al premio pagato;
- ✓ par. 3.10: si chiede di chiarire se anche gli impianti partecipanti al Capacity Market potranno partecipare volontariamente al mercato del time shifting.

\*\*\*