



Audizione con il collegio AERA

Rendicontazione intermedia 2022-23 del Quadro Strategico 2022-2025 di AERA

21 novembre 2023

Focus su alcune delle sfide della transizione energetica:

- ❑ **Capacity market:** aggiornare le regole e rendere stabile il mercato per garantire l'adeguatezza del sistema nel medio termine
- ❑ **Mercato di approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico (MACSE):** necessario definire parametri economici adeguati
- ❑ **Focus Sardegna:** metanizzazione e coal phase-out – La realizzazione degli investimenti di generazione elettrica alternativi ha bisogno di chiarezza normativa e pianificazione delle infrastrutture
- ❑ **Mercato di approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico (MACSE):** necessario definire parametri economici adeguati

Capacity Market: aggiornare le regole e rendere stabile il mercato per garantire l'adeguatezza del sistema

- ❑ Lo scenario FF55 prevede nei prossimi 7 anni l'**incremento della quota di produzione di energia rinnovabile** fino al 65% della domanda e la **realizzazione di impianti di stoccaggio** dell'energia elettrica (BESS e pompaggio idroelettrico), per ridurre l'overgeneration delle RES non programmabili (time-shifting) e la fornitura di servizi ancillari (regolazione di potenza, di frequenza, di tensione, ecc.)
- ❑ Lo **spazio competitivo** a disposizione della **generazione termoelettrica** si andrà **ulteriormente a ridurre**, sia nei mercati dell'energia che nei mercati dei servizi: la **riduzione delle ore di funzionamento e dei prezzi di mercato** comporterà il **riemergere del problema del «missing money»** per la generazione termoelettrica
- ❑ Nel periodo 2011-2021 sono stati **dismessi circa 16 GW di capacità di generazione**: l'impossibilità di recupero dei costi fissi degli impianti termici tradizionali potrebbe produrre ulteriori **richieste di dismissione**
- ❑ L'adeguata **programmazione del percorso di transizione energetica** dovrà tener conto, quindi, delle necessità di **mantenimento dell'adeguatezza** e della **sicurezza del sistema elettrico**, **valorizzando** opportunamente il **contributo della capacità di generazione termoelettrica**
- ❑ Si ritiene, quindi, pertanto opportuno che:
 - il **Capacity Market** diventi un **elemento stabile del disegno di mercato**, almeno fino al 2028 e oltre
 - **Siano rivisti i parametri economici**, per tener conto delle mutate condizioni di contesto (dinamiche inflattive, riduzione dei margini di mercato, difficoltà nella *supply chain*, ecc.)
 - **Sia rivisto il sistema di penali, nel senso di un'attenuazione delle stesse** – il sistema di penali attuale rappresenta un rischio asimmetrico ed eccessivo per gli assegnatari (con particolare riferimento alla Nuova Capacità)

Mercato di approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico (MACSE): necessario definire parametri economici adeguati

- ❑ Il processo di definizione del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico rappresenta un fondamentale passo nel percorso di integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico italiano, per valorizzare al meglio le risorse rinnovabili e limitare l'overgeneration
- ❑ Il **premio di riserva** del MACSE dovrebbe essere fissato in modo da **coprire tutti i capex e gli opex** per l'installazione, la gestione e il mantenimento delle performance tecniche nel periodo di consegna della capacità di accumulo (inclusi, ad es., i cosiddetti «*augmentation costs*», necessari al mantenimento della capacità di accumulo) e dovrebbero tener conto anche dei rischi tecnologici connessi alla tecnologia relativamente nuova degli accumuli elettrochimici (ad es. il rischio di degrado). Per quanto ci risulta, sulla base dei *tender* in corso, **i capex totali (in €/kWh) si attestano in un range fra le 2 e le 3 volte più alto di quello pubblicato da Terna nella consultazione sulle tecnologie di accumulo (450-600 €/kWh vs. 207-228 €/kWh di Terna)**. In linea di principio, il livello del premio di riserva dovrebbe garantire la più ampia partecipazione degli operatori, lasciando alle dinamiche **competitive** delle **aste la definizione del prezzo di assegnazione**
- ❑ Il **fattore di sharing** del margine, pari al **95%** nella disciplina messa in consultazione da Terna, crediamo non sia adeguato a determinare uno **stimolo sufficiente all'efficiente allocazione delle risorse** (ad es., la selezione degli impianti più economici, e non quelli più utili al sistema) e **all'ottimizzazione** degli impianti da parte degli operatori (per via dello scarso beneficio proveniente dai margini MSD). A tal fine pare più adeguato lasciare maggior spazio agli operatori di mercato, tra il 40-50%, anche al fine di supportare la propensione agli investimenti

Focus Sardegna: metanizzazione, *coal phase-out* – La realizzazione degli investimenti di generazione elettrica alternativi ha bisogno di chiarezza normativa e pianificazione delle infrastrutture

- ❑ Nel «Resoconto degli esiti - Asta Madre 2024» di Terna si afferma che con la contrattualizzazione di 528 MW (CDP) di accumuli in Sardegna, «...è stata quindi assegnata la capacità necessaria alla gestione in sicurezza dell'isola nell'ipotesi, di phase-out degli impianti termici presenti sull'isola e completa entrata in esercizio del *Tyrrhenian Link*».
- ❑ La bozza di PNIEC 2023 indica che **le unità a carbone in Sardegna** potranno essere **progressivamente spente**, sostituite da risorse rinnovabili non programmabili, accumuli e il nuovo cavo *Tyrrhenian Link* **fra il 2025 e il 2029**
- ❑ In questo quadro si inseriscono poi le incerte prospettive in materia di **metanizzazione** dell'Isola e l'**inquadramento di questo processo nell'ambito della decarbonizzazione**.
- ❑ Il **quadro strategico, industriale e normativo** del processo di **decarbonizzazione** della **Sardegna** rimane **poco chiaro**
- ❑ Alla luce di queste incertezze, e nell'auspicio di una maggiore chiarezza prospettica sulla strategia energetica dell'Isola, riteniamo sia oggi di vitale importanza **porre l'attenzione sul parco termoelettrico esistente dell'Isola** (con particolare riferimento agli impianti essenziali), e definirne al più presto l'orizzonte e le prospettive di funzionamento e l'inquadramento regolatorio per prossimi anni → **Necessario quindi regolare in modo stabile e chiaro questo «interim period» (fino al 2029), auspicabilmente entro la prima metà del 2024.**

Il ruolo delle biomasse: definire i prezzi minimi garantiti, per mantenere il contributo di questa fonte rinnovabile e programmabile agli obiettivi di decarbonizzazione

- ❑ Il parco centrali a **biomassa** italiano contribuisce alla **copertura del fabbisogno nazionale** di energia elettrica e da un contributo rilevante per il raggiungimento degli obiettivi di **decarbonizzazione** e di **diversificazione** delle fonti energetiche, a garanzia della sicurezza/indipendenza energetica del Paese
- ❑ Fra gli altri benefici, occorre ricordare il contributo degli impianti a biomassa alla gestione del **patrimonio boschivo**, del **dissesto idrogeologico**, del **rischio incendi** e di rischi **fitosanitari**, oltre che agli impatti positivi sul **mercato del lavoro** (il settore impiega, tra diretti e indotto, oltre 5.000 lavoratori, concentrati principalmente in aree rurali e a scarsa occupazione)
- ❑ Il legislatore, con l'obiettivo di salvaguardare la sostenibilità economica di questi impianti, ha riconosciuto da tempo **misure di integrazione dei ricavi** che, oggi, per una buona parte degli impianti di produzione, sono **prossimi al termine**
- ❑ Attualmente, si è **in attesa che diventi operativo** il nuovo **meccanismo** basato sui **prezzi minimi garantiti** (introdotto per la prima volta dal D. Lgs. 28/2011, mai attuato, e ripreso dall'art. 3-ter del decreto-legge 57/2023), in attuazione del quale è atteso un **provvedimento ARERA da adottare entro gennaio 2024**
- ❑ Al fine di **consentire al settore** di continuare a **garantire il proprio importante contributo al processo di transizione energetica** del Paese, riteniamo sia fondamentale **individuare tempestivamente la soluzione più efficace per consentire il riconoscimento dei prezzi minimi garantiti**, rispettando i tempi di approvazione previsti
- ❑ EP Produzione rimane disponibile al confronto con l'Autorità al fine di giungere a una definizione congrua ed efficace del meccanismo dei **prezzi minimi garantiti**