



Audizione Annuale
Presso l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Osservazioni al documento per la consultazione 465/2021/A: *“Quadro strategico 2022 – 2025 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente”*

24 Novembre 2021

Egregio Presidente, Componenti del Collegio, Direttori,

buongiorno e grazie per questa importante e consueta opportunità di confronto, ancora più importante in un momento storico che richiede una visione a lungo termine e, insieme, pragmatismo operativo per creare le condizioni, anche regolatorie, che supportino effettivamente la transizione energetica, che ci si è dati come obiettivo al 2030 e oltre.

La **transizione ecologica** verso un **sistema energetico e industriale de-carbonizzato**, a basso impatto emissivo, garantendo **la sicurezza** e **l'adeguatezza** del sistema elettrico e in modo **economicamente sostenibile**, anche per le fasce più deboli della società, è un obiettivo ormai ampiamente condiviso. Per raggiungere tale obiettivo, crediamo sia di fondamentale importanza che il sistema e la governance regolatoria rimangano basati su principi di **indipendenza**, **trasparenza**, **confronto con gli stakeholder** e **stabilità delle regole**, pur nel processo di cambiamento da accompagnare.

Di seguito alcuni commenti e contributi riferiti ad alcuni dei punti del Quadro strategico.

OS.5 Promuovere l'innovazione

Auspichiamo che, nel quadriennio oggetto del Piano, venga **rafforzato ed ampliato lo strumento** dei **progetti pilota**, con l'obiettivo di generare maggiori **opportunità di innovazione** anche nell'ambito del **dispacciamento**. In questo particolare ambito l'obiettivo è quello di individuare possibili **forme di collaborazione tra operatori e TSO**, nell'ottica di utilizzo di tutte le risorse disponibili nel sistema (ad esempio la **trasformazione di unità in dismissione in compensatori sincroni**), coerentemente con il principio di *affordability* definito dall'Autorità.

È **importante**, tuttavia, che il **percorso avviato con delibera 300/2017 giunga a compimento**, e che gli esiti della sperimentazione dei progetti pilota condotti durante questi anni vengano infine concretizzati nel TIDE, con regole chiare e trasparenti, soprattutto con riferimento alla **partecipazione delle nuove risorse al mercato dei servizi di dispacciamento**.

Si condivide anche l'idea di **promuovere lo sviluppo dei gas rinnovabili** attraverso il ricorso a **progetti pilota**, con i quali sperimentare e raccogliere elementi utili alla definizione del necessario quadro normativo, in grado di supportarne il ruolo strategico nel percorso di decarbonizzazione, insieme alla diffusione del vettore elettrico.

OS.7 Promuovere lo sviluppo di regole europee coerenti con il sistema regolatorio nazionale

Riteniamo di fondamentale importanza che **l'Autorità contribuisca allo sviluppo di un quadro normativo europeo coerente con le specificità del sistema italiano**: apprezziamo quindi l'obiettivo dell'Autorità di rinforzare l'attività di *advocacy* e *advising* nei confronti delle Istituzioni europee, in modo sempre più attento, su specifiche tematiche di rilievo per l'azione regolatoria nazionale.

OS.10. Promuovere la valutazione dell'impatto regolatorio e la verifica della compliance

Apprezziamo particolarmente l'obiettivo di rafforzare l'attività di analisi ex ante, e di verifica ex post, dell'impatto della regolazione: riteniamo che la **valutazione ex ante ed ex post dell'impatto regolatorio sia uno strumento basilare per garantire la qualità e la stabilità delle regole nel tempo**. In particolare, una **valutazione ex ante** dovrebbe effettuare il necessario **confronto tra le varie alternative possibili** (incluso il mantenimento della regolamentazione in vigore), in termini di impatto complessivo e specifico per tipologia di utenti. Riteniamo molto importante che, tra gli elementi di questa valutazione, siano compresi anche gli **effetti sulle dinamiche competitive, inter e intra settoriali**.

OS.21. Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

Il percorso di decarbonizzazione prevede, come noto, il phase-out degli impianti a carbone, il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili e dei sistemi di accumulo, necessari per gestire l'*overgeneration* e ridurre il *curtailment* delle rinnovabili, la partecipazione sempre più

attiva dei consumatori e lo sviluppo di risorse decentrate. Questo complesso percorso va definito in modo **equilibrato e sostenibile da un punto di vista economico**, in modo da garantire in ogni momento **gli adeguati margini di sicurezza del sistema energetico** (sia in termini di **adeguatezza delle risorse** a copertura della domanda, sia in termini di **regolazione dinamica del sistema**, in caso di rete non integra, indisponibilità delle unità di generazione, errori di programmazione, eventi climatici, ecc.).

Per raggiungere questi obiettivi sarà necessaria un'evoluzione importante del mercato dell'energia e dei servizi ancillari, in un'ottica di assoluta **neutralità tecnologica**, e il **mantenimento in esercizio delle risorse necessarie alla transizione energetica**.

In un contesto in cui, auspicabilmente, il fabbisogno sarà coperto progressivamente sempre più da **fonti rinnovabili non programmabili**, gli **impianti termoelettrici più efficienti** dovranno **assicurare la capacità di backup e di riserva**, svolgendo quindi un ruolo fondamentale nella transizione energetica. Il sistema di mercato dovrà essere disegnato in modo da continuare a **garantire le condizioni per il mantenimento in esercizio efficiente** di questa fondamentale capacità produttiva, attraverso **adeguati segnali di prezzo e strumenti alternativi al solo mercato spot** (ad es. con il **mantenimento del mercato della capacità**, con i **contratti a termine** e, laddove necessario, con l'**essenzialità**).

Con riferimento al processo di integrazione dei mercati europei, e in particolare all'implementazione dei *Grid Code* europei, si richiede di riservare una **maggiore attenzione** agli **aspetti di carattere metodologico e di timing**, nel tentativo di evitare di arrivare a **ridosso dell'avvio delle nuove piattaforme** e dei **nuovi mercati con notevoli elementi di incertezza**, mettendo gli operatori nella condizione di dover **adattare i sistemi in assenza di elementi importanti del quadro regolatorio** (come recentemente accaduto nell'ambito dell'avvio di **TERRE** e **XBID**). L'auspicio, per le prossime fasi implementative, è che venga raggiunto un quadro regolatorio e operativo chiaro con un **congruo margine di tempo prima del go-live**.

Per quanto riguarda il **mercato della capacità**, si riportano qui di seguito alcune richieste specifiche che riteniamo particolarmente critiche e urgenti:

- **Strike price**: i recenti corsi dei **prezzi delle materie prime energetiche**, caratterizzati da incrementi repentini di livello e forte volatilità, **creano criticità non solo sui consumatori ma anche sui produttori**; per ridurre tali effetti si richiede che la **determinazione della strike price**, in particolare della **materia prima gas** e della **CO2**, sia fatto su **base giornaliera** per riflettere in modo più efficace e dinamico il costo-opportunità della tecnologia di punta.
- **Mercato Secondario**: come noto, il mercato secondario avrebbe dovuto permettere la rinegoziazione delle posizioni assunte dai partecipanti in esito alle procedure concorsuali, ma di fatto **risulterà del tutto illiquido**. Per rendere tale mercato funzionale al suo scopo, si richiede di **rendere possibile l'esecuzione e la registrazione di operazioni bilaterali tra gli operatori** per ricreare dei portafogli di impianti più ampi, **tramite l'associazione fra offerte di acquisto e offerte di vendita**. Tale modalità di svolgimento del mercato è del tutto analoga a quanto previsto nella maggior parte dei mercati elettrici per lo scambio di posizioni e il bilanciamento tra unità produttive (es. piattaforma Conto Energia e mercati infra-giornalieri gestiti dal GME e piattaforma per lo scambio delle Garanzie di Origine gestita dal GSE) e rappresenta una mera **modifica tecnica non sostanziale delle regole definite dalla Disciplina del mercato della capacità**.

Si riportano, infine, alcune **considerazioni di carattere più generale** che riteniamo utile condividere: **pur riconoscendo che l'Autorità è parte non esclusiva del processo e della responsabilità decisionale in questi ambiti, consideriamo tuttavia fondamentale il ruolo equilibrato e propositivo dell'Autorità stessa**, di concerto agli **altri stakeholder istituzionali**, nel **disegnare l'evoluzione del sistema energetico** in un contesto di **regole chiare e ben definite**:

1. **Decarbonizzazione della Sardegna: le condizioni per il phase-out** del carbone in Sardegna sono la realizzazione dei 1.000 MW di Tyrrhenian Link, 1 GW di nuovi accumuli e **la realizzazione di capacità di generazione programmabile per almeno 550 MW**, suddivisi fra Nord e Sud Sardegna; il mercato della capacità dovrebbe essere lo strumento per approvvigionare tale capacità: in relazione alla possibilità di offrire capacità a gas in Sardegna, si fa notare che ad oggi **non è ancora disponibile un framework regolatorio chiaro** relativo alle **condizioni di approvvigionamento di gas naturale in Sardegna** (ad esempio, quali siano i vincoli di capacità gas disponibile, quali le condizioni di bilanciamento o di approvvigionamento in caso di necessità di acquisto di ulteriori carichi di GNL, rispetto a quelli definiti nell'ambito della Virtual Pipeline, in caso di picco di consumo, insufficienza nelle scorte e/o avaria delle bettoline); queste condizioni risultano, dal punto di vista della scrivente società, obiettivamente necessarie, anche se non sufficienti, perché un investitore privato possa assumere una decisione di investimento su nuova capacità di produzione a gas nell'isola e possa quindi assumersi un impegno nell'ambito del mercato della capacità.

Ci sia infine concesso un commento su alcune ipotesi che sarebbero in elaborazione circa il *coal phase-out* e il possibile contributo a tale obiettivo da parte di generazione termoelettrica a gas: secondo tali ipotesi, la domanda di gas ai fini del dimensionamento della infrastruttura – terminale FSRU, bettoline di trasporto, ecc. – sarebbe determinata, soprattutto per il Nord della Sardegna, in esito all'asta del mercato della capacità per il 2024. Ci pare un'ipotesi solo apparentemente logica, ma in realtà scollegata dai fatti, per una serie di motivi:

- a. ad oggi, non si sa se **il gas sarà disponibile, quando sarà disponibile, in quale quantità e a quali condizioni;**

- b. **da quanto ci risulta, considerato lo stato delle cose, il gas nel Nord della Sardegna non arriverà prima della fine del 2025**, ci si chiede quindi come si possa assumere un impegno di consegna di nuova capacità a gas nel 2024;
- c. la **disciplina del mercato della capacità** pubblicata il 23 novembre 2021 **prevede come condizione risolutiva del contratto la mancata realizzazione, entro il termine di avvio del periodo di consegna, delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale** necessarie per garantire la fornitura di gas naturale in Sardegna: **vale a dire che il contratto per il 2024 nasce già risolto**
- d. anche la **facoltà di cui all'art. 6.6 dell'allegato 2 alla Disciplina** (non richiedere l'applicazione della condizione risolutiva) e la possibilità di **richiedere il posticipo l'inizio del periodo di consegna di 11 mesi in avanti**, senza **peraltro modificare i tempi per la verifica degli obblighi di consegna**, non cambia le **condizioni per la risoluzione contrattuale** e l'applicazione delle penali, che **si verificherebbero in ogni caso prima dell'arrivo del gas nel nord della Sardegna**;

Nel contesto regolatorio appena descritto, **ci sembra che obiettivamente manchino le condizioni per assumere un impegno a costruire impianti di generazione secondo la disciplina del Capacity Market**. Dal punto di vista dell'investitore privato, non si tratta solo di evitare le pesanti penali della disciplina, ma anche di evitare la costruzione di una centrale che potrebbe non ricevere mai il suo combustibile (un caso emblematico di "cattedrale nel deserto"). **Prima l'impianto a gas o prima l'infrastruttura gas?** Si chiarisca quale è lo scenario di transizione desiderata in Sardegna e le infrastrutture conseguenti, e le aziende private faranno la loro parte negli investimenti, in Sardegna come in altre parti d'Italia. Lato nostro, sottolineiamo **l'importanza di adottare un approccio coordinato per la realizzazione delle infrastrutture gas e degli impianti di generazione a gas, che si adatti alla situazione specifica. La disciplina del mercato della capacità, disegnata per situazioni nelle**

quali le infrastrutture energetiche sono già disponibili, ci sembra preveda meccanismi rigidi che mal si adattano alle esigenze di sviluppo di impianti a gas in Sardegna.

- 2. Sviluppo degli accumuli e mercato della capacità:** recentemente è stata pubblicamente sottolineata l'importanza della partecipazione degli accumuli al mercato della capacità, in un'ottica di neutralità tecnologica, per fornire risorse di adeguatezza al sistema. Con particolare riferimento alla Sardegna, si è sottolineato come, ai fini della sicurezza di fornitura, risorse termoelettriche e di accumulo siano, in termini di CDP, sostanzialmente intercambiabili (lasciando in tal modo intendere che tali risorse saranno ammesse a partecipare al MSD). Tuttavia, come noto, al momento gli accumuli stand-alone non sono qualificabili in MSD, se non tramite progetti pilota (UVAM, FRU e riserva secondaria). **In tale contesto l'investitore privato, come la scrivente società, si trova a dover includere nelle proprie valutazioni un significativo rischio regolatorio** (ovvero, l'aspettativa che i sistemi di accumulo potranno essere in futuro qualificati al mercato dei servizi, ipotizzando tempistiche e modalità), **che potrebbe, in alcuni casi, disincentivare l'investimento stesso** e, in altri, spingere a pericolosi azzardi morali (tenuto conto delle pesanti penali previste nel mercato della capacità in caso di inadempimento contrattuale). Si ritiene che **tale rischio regolatorio non sia strettamente connesso al normale rischio di impresa che un investitore dovrebbe assumere nelle proprie decisioni di investimento**, in particolar modo considerando che nel percorso di transizione energetica, da vari anni oggetto di discussione e programmazione, tali regole potevano essere definite con congruo anticipo rispetto alle aste del mercato della capacità.

Grazie per l'attenzione.

Distinti saluti