



## Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

### Audizioni periodiche ARERA 2024

\*\*\*

Signor Presidente, Signore e Signori Membri del Collegio,

desideriamo ringraziare sinceramente questa Autorità per l'opportunità di confronto offerta attraverso le Audizioni periodiche. Questi momenti di dialogo con gli operatori e gli stakeholder del sistema energetico rappresentano uno strumento essenziale per costruire una regolazione equilibrata, efficace e in linea con le trasformazioni in corso.

La presente memoria, complemento dell'audizione del martedì 26 novembre 2024, si apre con una breve introduzione sul profilo di ERG e sull'evoluzione del suo percorso strategico, per poi approfondire le tematiche di maggiore rilevanza e priorità nel settore dell'energia, delle reti e dell'ambiente.

#### **1. ERG e il suo contributo nella decarbonizzazione energetica del Paese.**

ERG, attiva da oltre 85 anni nel settore energetico e quotata in Borsa dal 1999, ha affrontato la sfida della decarbonizzazione con largo anticipo rispetto al settore in cui opera, confermando il suo impegno a progredire in questa direzione in Italia, Europa e Stati Uniti.

Oggi ERG opera in dieci Stati e undici differenti mercati europei ed oltreoceano; è il primo operatore eolico italiano e tra i primi del Continente ed è in crescita anche nel settore fotovoltaico e delle batterie. Con un aggiornato Piano industriale 2024-2026, focalizzato sulle energie rinnovabili, nonostante il contesto economico mutato, ERG ha confermato l'obiettivo di sviluppare ulteriormente il suo portafoglio *green*, al fine di raggiungere una potenza installata di 4,5 GW rinnovabili al 2026 e oltre 5 GW al 2028, con investimenti per circa 1,2 miliardi di euro nel triennio. Un Piano, quello di ERG, integrato da obiettivi ESG, allineati agli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs, *Sustainable Development Goals*) delle Nazioni Unite e che conferma la missione che da sempre contraddistingue il modello aziendale di crescita nel segno della sostenibilità.

**2. *Le energie rinnovabili si confermano il principale e prioritario strumento per uscire dalla crisi geopolitica, economica, energetica e climatica.***

Le energie rinnovabili rappresentano oggi uno dei principali strumenti per affrontare le crisi geopolitiche, economiche, energetiche e climatiche. In un contesto europeo, segnato dalla rivoluzione dei flussi di approvvigionamento e dalla recente riforma del mercato elettrico, diventa prioritario incrementare la generazione delle fonti eoliche e solari, riducendo progressivamente la penetrazione di tecnologie di generazione obsolete ed inquinanti, garantendo le necessità del sistema con soluzioni più efficienti e con ridotto impatto ambientale.

La crisi energetica degli ultimi tre anni ha sconvolto profondamente gli equilibri economici del Continente, mettendo in evidenza i rischi legati alla dipendenza dalle fonti fossili e i limiti di un modello energetico basato su strategie di breve termine. Questo scenario ha reso evidente l'urgenza di accelerare la transizione energetica e rafforzare l'autonomia energetica europea.

Un impegno deciso nello sviluppo delle rinnovabili non è solo una necessità pratica, ma una scelta strategica che consente di affrontare il cambiamento climatico, garantire la sicurezza energetica e stabilizzare i prezzi dell'energia nel tempo. L'Europa può così cogliere l'opportunità di costruire un sistema energetico resiliente e sostenibile, rafforzando la propria posizione di leadership nel settore della transizione energetica per incrementare la propria competitività.

**3. *Lo shock del gas naturale, l'impatto sul mercato elettrico e la sua revisione***

La crisi legata al gas naturale ha colpito duramente il settore elettrico, esponendone la vulnerabilità a una strategia di approvvigionamento eccessivamente concentrata. I prezzi dell'elettricità hanno raggiunto livelli elevatissimi, con una volatilità mai visti dall'avvio del Mercato del Giorno Prima, con pesanti ripercussioni su famiglie e imprese.

Sebbene alcuni interventi emergenziali, anche da parte dell'Autorità, abbiano contribuito a mitigare gli effetti negativi, misure fiscali temporanee hanno penalizzato gli operatori delle rinnovabili, rallentando ulteriormente lo sviluppo di tecnologie verdi. Questa situazione evidenzia la necessità di una revisione sistematica delle politiche energetiche per garantire stabilità e promuovere investimenti sostenibili.

L'Unione Europea ha saggiamente proposto una revisione piuttosto cauta dei modelli di mercato, cogliendo la necessità strutturale delle energie rinnovabili a bassi o nulli costi variabili - quali quelle

eolica e solare - di disporre di strumenti di mercato più efficienti e liquidi per la **contrattualizzazione di lungo termine dell'energia prodotta**.

Si è pertanto mantenuta **l'attuale struttura di mercato all'ingrosso a breve termine**, affiancando in modo stabile e strutturale **meccanismi di compravendita a lungo termine, in primis le aste statali per l'aggiudicazione di Contratti per Differenza a due vie (CfDs)**, coadiuvati dai **contratti di compravendita di lungo termine tra operatori privati (PPAs)**.

A nostro modo di vedere **tale modifica**, insieme alla **stabilizzazione dei mercati della capacità**, progressivamente decarbonizzata, e all'introduzione di **prodotti di flessibilità**, consente di adeguare il modello di mercato elettrico alle esigenze di **radicale accelerazione delle energie rinnovabili**, riducendo al contempo il prezzo dell'elettricità anche sui mercati *spot* e **limitando la crescente volatilità delle bollette elettriche** per i consumatori.

#### ***Temi specifici regolatori per l'inclusione e lo sviluppo delle energie rinnovabili***

Nello spirito di confronto che contraddistingue le Audizioni, ci preme condividere il nostro punto di vista su alcuni temi puntuali di carattere più specificatamente regolatorio.

#### ***La contrattualizzazione di lungo termine in Italia.***

Accogliamo con favore il percorso di implementazione nel nostro Paese degli strumenti normativi e regolatori per rendere operativi i **sistemi di asta per i contratti a lungo termine delle fonti rinnovabili** (cd. **DM FER X**) ed anche **degli accumuli energetici** previsti dalla Legge<sup>1</sup>, caratterizzati da (i) **meccanismi di adeguamento dei prezzi-base all'effettivo costo delle tecnologie** e (ii) un **orizzonte temporale pluriennale**.

In tal senso, il modello del nuovo DM FER X, sia transitorio che a regime, rappresenta una **evoluzione dell'attuale assetto delle aste** che potrebbe rilanciare l'interesse verso investimenti in energie rinnovabili garantendo al contempo un adeguato livello di competizione, a vantaggio dei costi del sistema.

Anche grazie all'esercizio delle attività di raccomandazione e suggerimento da parte dell'Autorità, la bozza del DM FER X transitorio recentemente condivisa prevede **prezzi a base d'asta adeguati alle dinamiche inflattive** e rappresentativi dell'andamento degli effettivi **costi di investimento con**

---

<sup>1</sup> Decreti legislativi 199/2021 e 210/2021

**meccanismi d’asta flessibili, tempestivi e resilienti. È inoltre previsto nell’ambito di tale provvedimento che** le tariffe siano riconosciute anche in caso di prezzi negativi o nulli. A tale proposito, l’auspicio che esprimiamo, affinché i progetti autorizzati possano celermente accedere ai meccanismi di supporto attraverso la partecipazione alle future procedure d’asta, è che **la finalizzazione delle attività, di competenza dell’ARERA, propedeutiche alla indizione dei futuri bandi da parte del GSE, avvenga il prima possibile** una volta emanato il DM FER X transitorio. In tale prospettiva ci auguriamo che l’Autorità predisponga al più presto **l’abilitazione degli impianti non programmabili ad energie rinnovabili alla partecipazione nei mercati del dispacciamento e che** definisca le tariffe spettanti per gli impianti rinnovabili di capacità fino ad 1 MW (adempimento indispensabile per l’avvio delle procedure competitive).

Quanto al meccanismo proposto dei coefficienti “locazionali”, per valorizzare le esternalità positive o negative relative alla **ubicazione degli impianti**, riteniamo importante che i relativi criteri siano identificabili in modo chiaro, misurabili in modo oggettivo, idonei a tenere in debita considerazione l’effettiva disponibilità della risorsa rinnovabile, e che siano resi noti agli operatori con largo anticipo, almeno di due anni, in modo che possano effettivamente essere utilizzati da segnale per indirizzare la localizzazione delle iniziative degli operatori nella giusta direzione. A tale riguardo, per quanto concerne la fonte eolica, sarebbe utile l’introduzione di **tariffe dinamiche, con valori differenti a seconda della minore o maggiore disponibilità della risorsa primaria**, favorendo in tal modo la diffusione degli investimenti *wind* nel Paese.

In tema di contrattualizzazione a lungo termine dell’elettricità rinnovabile, riteniamo fondamentale promuovere misure volte a favorire la diffusione dei contratti di lungo termine tra privati, noti come PPA (*Power Purchase Agreements*). Per allineare l’Italia al ritmo dei principali paesi europei, è essenziale adottare strumenti che riducano i rischi legati a questi contratti, con particolare attenzione al rischio di controparte, che coinvolge entrambe le parti contrattuali.

A nostro avviso, un elemento chiave per incentivare la diffusione dei PPA sarebbe l’introduzione di garanzie nazionali di ultima istanza contro tali rischi. In questo contesto, l’Autorità potrebbe proporre al Parlamento, nell’ambito delle sue funzioni di segnalazione e proposta, l’implementazione di un simile meccanismo.

*Capacity Market e MACSE.*

Nel 2024 sono stati fatti passi avanti per l'implementazione di nuovi strumenti e di un nuovo contesto, potenzialmente **più coerente con lo sviluppo delle rinnovabili**. Ci riferiamo in particolare **alla disciplina del Capacity Market per gli anni di consegna dal 2025 al 2028**, alla disciplina del Meccanismo di Approvvigionamento della Capacità di Stoccaggio Elettrico (c.d. MACSE) nonché all'ampia **revisione del dispacciamento elettrico**, culminata con l'adozione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – **TIDE** e delle conseguenti importanti modifiche dei codici di disciplina del dispacciamento elettrico.

### *Il TIDE*

Riguardo il TIDE, rimarchiamo la nostra soddisfazione per la gestione tempestiva di questa riforma da parte dell'Autorità, e l'adozione di strumenti nuovi ed efficaci di coinvolgimento attivo degli operatori, volti a garantirne chiarezza e comprensibilità.

Abbiamo seguito con interesse e partecipazione le consultazioni di Terna e del GME avviate da luglio 2024 per aggiornare i documenti e i processi di loro competenza al fine dell'implementazione del TIDE. In considerazione dei ritardi nell'aggiornamento del Codice di Rete rispetto alle tempistiche prospettate inizialmente, abbiamo apprezzato l'intervento dell'Autorità che, con il Documento di Consultazione 204/24 e la Delibera 304/24, ha aggiornato la time-line della riforma.

Desideriamo tuttavia evidenziare che questi ritardi posticipano l'effettiva implementazione del TIDE, rinviando il momento in cui gli operatori potranno beneficiare concretamente della riforma. La fase transitoria, che durerà fino a febbraio 2026, non offre infatti nuove opportunità effettive, in particolare per gli impianti rinnovabili non programmabili.

Auspichiamo quindi che, entro tale scadenza, l'implementazione del TIDE consenta di trarre il massimo beneficio dal nuovo sistema e che l'Autorità prosegua nel monitorare con attenzione l'evoluzione delle riforme, evitando che il TSO introduca troppe "eccezioni" rispetto all'impianto fondamentale del Testo, riducendone, di fatto, la portata.

L'Autorità dovrà inoltre vigilare sull'implementazione delle modifiche al mercato, cercando di ridurre al minimo gli impatti sugli operatori chiamati ad adeguare i propri sistemi per implementare le numerose novità previste.

Tra queste, oltre alle modifiche del TIDE, ricordiamo l'introduzione dell'ISP (*Imbalance Settlement Period*) a 15 minuti, il superamento del PUN, e l'avvio dei prodotti a 15 e 30 minuti sul Mercato del

Giorno Prima e dei prodotti a 30 e 60 minuti nelle aste del Mercato Infragiornaliero. Il ruolo del Regolatore risulta quindi cruciale in questa fase di transizione, per garantire un passaggio efficace sia per gli operatori che per il sistema.

Per questo fine, auspichiamo la ripresa dei lavori del *TIDE Stakeholder Group* al più presto, prevedendo un calendario più fitto di quello attualmente previsto, riconoscendolo come uno strumento fondamentale per il confronto tra gli operatori e con l’Autorità e il TSO nell’ambito delle grandi modifiche che il dispacciamento sta subendo.

Questo potrebbe essere anche affiancato da ulteriori momenti di confronto degli operatori con l’Autorità per affrontare dubbi e chiarire dettagli, ad esempio sulla gestione ottimale delle proprie risorse all’interno delle nuove aggregazioni rilevanti introdotte dal TIDE.

Auspichiamo, inoltre, l’apertura di un tavolo di confronto per l’introduzione delle offerte a prezzo negativo sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, modifica a nostro avviso necessaria per consentire una partecipazione estensiva delle risorse rinnovabili non programmabili a tale mercato, in particolare per l’erogazione di servizi “a scendere”. Questa necessità deriva anche dalla sempre maggiore integrazione dei mercati nazionali con quelli esteri nell’ambito delle piattaforme europee del dispacciamento.

#### *I sistemi di accumulo*

Il ruolo dei sistemi di stoccaggio sta diventando rapidamente sempre più centrale poiché rappresentano una soluzione cruciale per affrontare la crescente problematica dei prezzi negativi nei mercati energetici europei.

Esprimiamo la nostra soddisfazione per il delinearsi del MACSE, strumento di avanguardia in Europa per lo sviluppo coerente e integrato dello storage al fine della flessibilità, con la pubblicazione della Disciplina avvenuta lo scorso ottobre.

È però importante, a corredo dell’intelaiatura regolatoria ordita, che **siano resi disponibili al più presto i documenti mancanti**, senza i quali le opportunità legate al meccanismo non possono effettivamente essere valutate. Questi sono:

- La Delibera che definisce i parametri economici del meccanismo;
- La Relazione Tecnica che definisce i parametri tecnici che le BESS dovranno soddisfare per partecipare al meccanismo.

Riguardo la Delibera di definizione dei parametri economici, riteniamo che un elemento necessario a garantire il funzionamento del meccanismo sia quello di introdurre un aggiustamento del premio ottenuto in base alle condizioni di mercato al momento dell'effettiva realizzazione dell'impianto, per tener conto della forte volatilità dei costi della tecnologia delle batterie al litio.

In generale, al fine di supportare lo sviluppo delle tecnologie di stoccaggio, riteniamo che sia opportuna una struttura regolatoria che promuova l'utilizzo delle grandi batterie tramite il MACSE e quelle di taglia inferiore con meccanismi di mercato che abilitino la gestione per portafoglio delle unità di produzione, consumo e stoccaggio a disposizione dell'operatore.

#### *Il Mercato della Capacità*

Riguardo il Mercato della Capacità, cogliamo l'occasione per evidenziare come la nuova definizione di Unità di Produzione "Nuove", in linea con le Linee Guida Europee per Gli Aiuti di Stato, introdotta senza consultazione nella Disciplina pubblicata a maggio 2024, abbia generato un gap regolatorio per le Unità di Produzione che, al momento dell'asta, non siano ancora abilitate a MGP ma abbiano già avviato i lavori di costruzione. A causa di tale definizione, tali Unità non hanno potuto partecipare all'asta, e la nuova definizione ha anche limitato la partecipazione delle UP nuove all'asta, visti i tempi molto stretti intercorrenti tra l'asta e l'entrata in esercizio all'anno di consegna 2025, inferiori a sei mesi.

Pur condividendo il principio alla base delle Linee Guida UE, ci preme sottolineare l'importanza di sviluppare una regolazione organica e adeguatamente condivisa, perseguendo l'obiettivo finale di contribuire al meglio ed in modo non discriminatorio al soddisfacimento dei requisiti di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico.

#### *L'evoluzione delle reti e la revisione del TICA*

Nell'ambito dell'**evoluzione delle reti**, il crescente volume di progetti legati alle fonti rinnovabili impone un adeguato sviluppo delle infrastrutture di rete e l'adozione di procedure in grado di gestire in modo efficiente l'elevato numero di **domande di connessione**, favorendo la realizzazione e l'allaccio di progetti solidi, indispensabili al raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

L'esperienza maturata in altri Paesi europei ci consente di avere una prospettiva ampia sul tema: sebbene i modelli adottati siano eterogenei, l'obiettivo comune è la modernizzazione delle procedure per prevenire bolle speculative e scongiurare la saturazione, sia virtuale sia fisica, delle reti. In un

contesto sempre più caratterizzato dalla transizione ecologica e dalla rapida diffusione di impianti rinnovabili, è cruciale mantenere uno sguardo ampio e dinamico, volto a sfruttare le possibili sinergie che le diverse tecnologie rinnovabili mettono a disposizione.

Come primario operatore impegnato nel *repowering* di impianti eolici e dello sviluppo di nuovi impianti sia in Italia che all'estero, con l'obiettivo di contribuire al raggiungimento dei target di decarbonizzazione al 2030, abbiamo apprezzato il confronto con gli operatori che l'Autorità ha avviato, in collaborazione con Terna, a metà 2023, al fine di revisionare il **Testo Integrato sulle Connessioni Attive nell'ottica di semplificazione, razionalizzazione e trasparenza**. Per valorizzare appieno il potenziale del repowering degli impianti eolici, sarebbe opportuno attribuire a questa tecnologia una priorità nell'assegnazione delle soluzioni di connessione. Ciò consentirebbe di incrementare la potenza eolica installata con un impatto complessivo minimo sul sistema, ottimizzando le risorse e riducendo il numero di aerogeneratori a seguito degli interventi.

Auspichiamo che il percorso di riforma del TICA possa procedere con la stessa celerità riscontrata nei primi passi compiuti a metà del 2023, così da giungere al più presto ad un Testo Integrato allineato al contesto attuale di sviluppo delle rinnovabili. Questo potrebbe influire positivamente sul panorama odierno, caratterizzato da inefficienze dovute al superamento del contesto in cui il TICA era stato originariamente concepito.

È tuttavia essenziale l'introduzione di criteri più stringenti per **scoraggiare la proliferazione di progetti difficilmente autorizzabili**. Riteniamo necessario intervenire sulle procedure e sulle scadenze previste dall'iter di connessione, il quale oggi impone **tempistiche massime che spesso non vengono rispettate, e che debbono invece diventare, in linea di principio, mandatorie**.

Ben consci che il principio cardine dell'attuale Testo Integrato sulle Connessioni Attive - TICA si fonda sull'idea che chi ottiene l'autorizzazione più rapida debba accedere alla soluzione di connessione più agevole, osserviamo però che tale filosofia non viene attuata in maniera coerente nella pratica odierna. In particolare, notiamo come casi concreti legati alla connessione di un impianto non trovino adeguata soluzione nelle disposizioni del TICA e del Codice di Rete, la cui struttura risale ad un periodo storico oramai superato. Le soluzioni di connessione stanno infatti diventando sempre più complesse, lunghe ed onerose anche a causa della saturazione (virtuale o reale che sia) delle reti esistenti.

Sarebbe inoltre utile, al fine di dimostrare l'effettivo impegno finanziario alla realizzazione di un progetto, l'introduzione di una **"barriera all'ingresso"** sotto forma di una **garanzia fidejussoria adeguata** a sostegno della qualità del progetto e di **forme di "penalizzazione"** per i progetti **"dormienti"** che, senza valida ragione, non vengono sviluppati.

### *L'ibridizzazione*

La **sinergia tra impianti eolici e solari** rappresenta oggi una soluzione cruciale per affrontare la limitata capacità di connessione, contribuendo a ridurre le fluttuazioni nella distribuzione dell'energia, sfruttando la buona complementarità dei rispettivi profili di generazione e a conferire maggiore stabilità alla rete elettrica.

Nell'apprezzare le numerose interlocuzioni avute nel corso dell'ultimo anno sul tema, auspichiamo una celere formalizzazione degli aggiornamenti necessari al **quadro regolatorio e procedurale, ad oggi non ancora compiutamente definiti** (oltre ai primi passi delineati a giugno 2023 nel DCO 301/2023/R/eel) per l'aggiornamento del TICA, in attesa della relativa delibera che adotterà tali orientamenti e di eventuali documenti successivi) nell'ottica di (i) **ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture preesistenti della rete elettrica** e (ii) **sfruttare al meglio le aree di terreno disponibili** per le energie rinnovabili.

Nello specifico, occorre introdurre una regolamentazione ad hoc per:

- la gestione degli impianti ibridi di **proprietà di società differenti**,
- la presentazione delle **relative offerte in MGP**,
- la definizione degli **oneri di sistema e di sbilanciamento**, in linea con quanto peraltro sollevato dal TSO.

### **Conclusioni**

L'attuale fase di pianificazione rappresenta un momento cruciale per l'Italia, offrendo un'opportunità unica per accelerare la transizione energetica. Tuttavia, per cogliere pienamente questa occasione, è indispensabile affrontare con urgenza le criticità che rientrano nell'ambito delle competenze regolatorie.

Il recepimento della RED III rappresenta un passaggio strategico per dimostrare la capacità dell'Italia di bilanciare le esigenze locali con le priorità globali nella lotta al cambiamento climatico. A tal fine, auspichiamo che ARERA continui a supportare il legislatore nazionale, nel rispetto delle proprie



attribuzioni, affinché i provvedimenti in fase di definizione siano pienamente orientati al raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Unione Europea.

In questo contesto, riteniamo cruciale che ARERA prosegua il dialogo e il confronto con i gestori di rete (DSO e TSO), favorendo il coordinamento tra i piani di sviluppo infrastrutturale e la nuova capacità rinnovabile da implementare. Questo approccio sarà determinante per garantire una crescita ordinata ed efficace del sistema energetico nazionale, rafforzando al contempo la sicurezza e l'efficienza del sistema stesso.

\*\*\*

Genova, 16 dicembre 2024