

AUDIZIONI ARERA 2023**Quadro strategico 2022 – 2025 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**

22 Novembre 2023

Osservazioni Enel

Ringraziamo l’Autorità per questo utile momento di confronto che assume un particolare rilievo considerati gli importanti interventi regolatori che dovranno essere adottati nei prossimi mesi.

Le nostre osservazioni riguarderanno principalmente tre tematiche centrali per lo sviluppo del settore: la nuova regolazione delle reti, l’evoluzione del mercato retail anche in vista del superamento del servizio di maggior tutela e, infine, l’adozione di misure per assicurare la sicurezza e l’adeguatezza dei sistemi elettrico e gas.

Per quanto riguarda le infrastrutture di rete (OS. 26; 27;29), è necessario che il quadro regolatorio supporti la crescita attesa degli investimenti finalizzati a garantire l’integrazione delle fonti rinnovabili, la progressiva elettrificazione dei consumi e una sempre maggiore sicurezza della fornitura anche in condizioni meteo estreme.

Proprio in relazione alle emergenze meteo, che hanno impatti sempre più rilevanti sulle infrastrutture di rete, riteniamo particolarmente importante la definizione del meccanismo di incentivazione degli investimenti già delineato dall’Autorità nelle recenti consultazioni. Tale meccanismo dovrebbe assicurare la promozione di interventi preventivi utilizzando le nuove logiche di incentivazione basate sui benefici attesi per il sistema, garantendo semplicità ed efficacia degli incentivi. A tal riguardo, si propone di poter avviare tale regolazione già nel 2024 e di portarla a regime per tutti gli interventi di sviluppo della rete dal 2025.

Con riferimento allo sviluppo delle fonti rinnovabili apprezziamo il percorso intrapreso dall’Autorità in termini di semplificazione delle procedure di connessione alla rete e auspichiamo il suo proseguimento nei prossimi mesi come già annunciato.

Relativamente alla regolazione “ROSS” in avvio dal 2024 è a nostro avviso necessario prevedere regole flessibili per tenere conto in modo semplice e tempestivo dei fattori esogeni che hanno impatto sui costi di gestione del servizio, in particolare in questi anni caratterizzati da una elevata dinamica inflattiva. Tale dinamica deve essere opportunamente considerata anche ai fini della rivalutazione degli asset per non pregiudicare la corretta remunerazione degli investimenti.

In relazione ai mercati elettrici all’ingrosso (OS.21), un tema rilevante è rappresentato dal Mercato della Capacità, fondamentale per assicurare il mantenimento in esercizio degli impianti programmabili necessari per la sicurezza e per l’adeguatezza del sistema e per consentire i nuovi investimenti funzionali a colmare l’eventuale gap di capacità nei periodi post 2025.

Con riguardo ai compiti specifici dell’Autorità è fondamentale che, per le prossime aste con anni di consegna dal 2025 al 2028, siano definiti valori dei premi che rispecchino gli attuali costi dei materiali e dei servizi. In particolare, è necessario tener conto dell’incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime per la realizzazione delle nuove installazioni e dei costi di manutenzione degli impianti esistenti.

Sempre con riferimento alla generazione è necessario introdurre, nel breve periodo, strumenti finalizzati alla gestione di mercato e al ristoro dei costi di esercizio per gli impianti a cui potrebbe essere negata la chiusura per motivi di sicurezza del sistema, andando a dare seguito a quanto previsto dall’art.20 del Dlgs. 210/2021.

Nell'ambito del mercato all'ingrosso, l'Autorità ha un ruolo consultivo in due ambiti rilevanti: i meccanismi di incentivazione per le fonti rinnovabili che confluiranno nei prossimi decreti ministeriali dedicati (cd. DM FERx) e le aste per la realizzazione degli accumuli di cui all'articolo 18 del Dlgs. 210/2021. Con riferimento a entrambi gli strumenti, sarà necessario prevedere schemi di implementazione in grado di preservare il ruolo del mercato al fine di salvaguardare l'efficienza del sistema. Per quanto riguarda gli schemi per l'aggiudicazione delle incentivazioni agli impianti rinnovabili, sarà importante considerare, oltre a criteri basati sul puro costo delle installazioni, anche principi ricollegabili ad aspetti di natura non puramente economica (cd. no price criteria).

Passando al mercato retail, occorre fare alcune importanti considerazioni con riferimento ai temi di empowerment del consumatore (OS.1) e della tutela dei clienti vulnerabili (OS.24).

Come noto, siamo alla vigilia del superamento della maggior tutela per circa 5 milioni di famiglie.

Tale processo avrà inevitabili ricadute sulle attività degli esercenti la tutela a fronte della riduzione dei clienti serviti in esito alle gare. Nell'ambito della prossima definizione delle componenti relative ai costi di commercializzazione, ci aspettiamo che l'Autorità garantisca comunque la piena copertura dei costi degli esercenti la tutela, che hanno definito le proprie strutture organizzative per garantire un servizio di qualità elevata ai clienti finali forniti sulla base di obblighi di legge.

Per quanto riguarda l'empowerment dei clienti, in questi anni abbiamo condiviso e apprezzato gli interventi dell'Autorità. Riteniamo che grazie a questa attività oggi il mercato libero sia più solido, ricco di informazioni complete e fruibili per i consumatori finali attraverso il Portale Offerte, le informazioni obbligatorie fornite in sede pre-contrattuale e di rinnovo e l'evoluzione della bolletta 2.0.

Il successo del processo di liberalizzazione richiede, ovviamente, un ruolo attivo dei clienti che nel mercato libero possono trovare offerte vantaggiose che includono spesso più prodotti e servizi integrati nonché meccanismi premianti con il riconoscimento di sconti e bonus (nel Portale in questo momento ci sono oltre 80 offerte a prezzo variabile di energia elettrica/gas più convenienti rispetto alla tutela).

In vista del superamento delle tutele, va opportunamente calibrato il livello di regolazione del mercato libero. In questo senso nell'ambito dei provvedimenti che saranno eventualmente adottati a seguito della recente consultazione per la revisione della bolletta riteniamo che sia necessario trovare un equilibrio tra l'obiettivo di rendere semplici e comprensibili le informazioni fornite in bolletta e quello di lasciare flessibilità ai singoli venditori nella comunicazione verso i propri clienti.

In termini più generali, riteniamo che per il buon funzionamento del mercato, dopo l'istituzione dell'Albo dei venditori, occorra una riflessione istituzionale anche sull'introduzione di una disciplina che garantisca la competenza e l'affidabilità degli intermediari della vendita e regoli i rapporti contrattuali con gli operatori. Sarebbe un passo avanti per la messa in sicurezza del settore, a vantaggio dei clienti e del sistema nel suo complesso.

Per quanto riguarda il tema dei bonus sociali (OS.2), riconosciamo l'importanza degli interventi messi in campo dal Governo e dall'Autorità al fine di ridurre l'impatto degli aumenti dei prezzi che si sono verificati sui mercati a partire dal 2021.

A tale proposito sarebbe utile, come peraltro proposto anche dall'Autorità, valutare una rivisitazione delle attuali logiche di definizione dei livelli di bonus per rendere lo strumento più efficiente, a vantaggio dei clienti e dell'intero sistema. Ciò anche al fine di evitare fenomeni di compensazioni superiori agli effettivi livelli di spesa dei clienti registrati, in particolare sul mercato libero, nel corso del 2022 e del 2023.

Sempre con riferimento al mercato retail, e nello specifico alla necessità di promuovere un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati retail (OS. 23), riteniamo che, in attesa dei provvedimenti che l'Autorità

dovrà emanare per l'applicazione della direttiva EU sullo switching in 24 ore, sia importante realizzare alcune attività propedeutiche per garantire le opportune tutele al sistema.

Facciamo riferimento in particolare al rafforzamento degli strumenti di contrasto alla morosità, valutando l'attuazione del dettato normativo (DLgs. 210/21) sul blocco dello switching per i clienti che non pagano sistematicamente le bollette e all'ottimizzazione del Sistema Indennitario da adeguare alle nuove dinamiche di mercato a oltre 10 anni dalla sua istituzione.

Inoltre, andranno valutati eventuali strumenti di mitigazione del possibile fenomeno dei c.d. "autoswitching" che potrebbe seguire all'introduzione dello switching in 24 ore. Occorre cioè evitare che il cambio di fornitore assuma le caratteristiche di un mercato borsistico a detrimento della qualità del servizio su cui ogni operatore investe particolarmente.

Con riguardo alla gestione degli Oneri Generali di Sistema (OS. 25), riteniamo condivisibile il recente parere reso da Arera al Governo con la delibera 432/23 a fine settembre in cui si propone di reiterare annualmente le analisi necessarie per proporre al decisore politico se e quali voci eventualmente spostare in fiscalità generale. È infatti necessaria un'adeguata sensibilità tecnica per intervenire su una partita delicata che, è bene ricordare, garantisce tra le altre cose il finanziamento allo sviluppo delle fonti rinnovabili e di conseguenza la transizione energetica.

Nell'ambito del processo di transizione energetica, l'Autorità ha svolto negli ultimi anni anche un importante ruolo nell'adattare la regolazione alle nuove modalità di utilizzo dell'energia elettrica da parte dei clienti finali (OS.29), come ad esempio la mobilità elettrica. A tale proposito, è importante confermare - anche dopo la scadenza prevista del 31 dicembre 2023 - la tariffa specifica applicata ai prelievi delle infrastrutture di ricarica pubblica connesse in bassa tensione.

Infine, per quanto riguarda l'evoluzione del settore del gas (OS. 22), la stessa Autorità già riconosce all'interno del Quadro Strategico la necessità di adottare misure per garantire la sicurezza del sistema e contenere gli effetti sui consumatori della volatilità dei prezzi.

Il raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza degli approvvigionamenti non può prescindere, a nostro avviso, dallo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione. Il sistema energetico è, infatti, ancora fortemente dipendente dalle importazioni via tubo che lo legano a pochi Paesi Produttori e continuerà ad esserlo anche dopo l'entrata in esercizio dei previsti terminali galleggianti.

Il terminale di Porto Empedocle rappresenta una opzione che risponde a tali obiettivi garantendo altresì una diversificazione tecnologica e geografica. A tale proposito è importante evidenziare che la realizzazione di nuovi rigassificatori risulta possibile solo se accompagnata da strumenti normativi e regolatori che ne assicurino la sostenibilità finanziaria.

In conclusione, desideriamo sottolineare il ruolo fondamentale dell'Autorità nell'adozione di misure per consentire gli investimenti necessari per la transizione energetica e la sicurezza del sistema e per accompagnare una evoluzione ordinata ed organica del mercato.