

RISPOSTA DI ENEL ITALIA AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

9 LUGLIO 2026

Quadro strategico 2026-2029 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

PREMESSA

- Il Quadro Strategico posto in consultazione non fornisce a nostro avviso uno scenario di riferimento chiaro e certo per il settore, esigenza invece indispensabile in un momento particolarmente delicato come quello attuale; al contrario il documento, così come strutturato, rischia di creare una situazione di forte incertezza. In particolare, il Quadro Strategico risulta più incentrato sulle attività di monitoraggio ed enforcement che sulla costruzione di un adeguato quadro regolatorio volto ad abilitare gli investimenti e lo sviluppo di mercati efficienti.
- In ogni caso, l'approccio della regolazione non deve essere dirigistico verso aziende che hanno una loro governance, che operano in un libero mercato e che hanno asset sviluppati con capitale proprio o acquisiti sul mercato; il regolatore deve tener conto di tutti gli aspetti del contesto economico e giuridico.
- A tale proposito segnaliamo che alcune delle soluzioni proposte, in particolare quelle per il mercato retail in alcuni casi già in corso di consultazione, vanno nella direzione di introdurre logiche assolutamente non coerenti con il libero mercato, con la conseguenza di danneggiare fortemente sia gli operatori che i clienti finali.
- Quanto sopra riportato rischia di **aggravare ulteriormente il quadro di incertezza in cui versa il settore**, che ha contribuito a determinare, negli ultimi mesi, un peggioramento della percezione di rischio da parte dei mercati finanziari, oltre che una significativa perdita di valore per i titoli delle società energetiche.
- Con riferimento al **mercato all'ingrosso**, l'Autorità non si è ancora focalizzata sugli aspetti relativi all'evoluzione del market design, concentrandosi maggiormente sul rafforzamento del monitoraggio e sull'enforcement. Proprio in relazione al monitoraggio e all'enforcement, vale la pena sottolineare come sia fondamentale preservare la reputazione degli operatori e del sistema, nelle more del reale ed effettivo accertamento di eventuali violazioni della regolazione di riferimento. In caso contrario, si rischia di generare un clima di sfiducia con ricadute negative sulle aziende e sull'intero settore. Per quanto riguarda invece il market design, nell'attuale contesto di mercato, dove il disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità da quello del gas è più che mai urgente, l'azione di ARERA dovrebbe invece dare priorità a

strumenti e meccanismi che favoriscano lo sviluppo delle fonti rinnovabili (es. CFD e PPA) e che garantiscano al contempo l'adeguatezza e la sicurezza del sistema (MACSE e Capacity Market).

- Con riferimento al **mercato retail**, non condividiamo assolutamente l'introduzione di misure invasive che stravolgerebbero un settore che dimostra già forte dinamicità e competitività. Il mercato richiede regole stabili a favore di operatori e clienti e non interventi in contrasto con i principi di libero mercato, come quelli proposti nel DCO 304/2026 che rischiano di far sparire dal mercato i contratti a prezzo fisso che, invece, hanno protetto i consumatori in questi anni di forte volatilità dei mercati. Tali proposte appaiono inficiate da palesi profili di illegittimità in quanto rendono omogenea la disciplina dello ius variandi e dei rinnovi contraddicendo la loro diversità e trattandoli unitariamente, andando addirittura ad applicarsi anche ai contratti già stipulati e in corso di esecuzione; ciò con un evidente vulnus legato alla retroattività implicita della proposta e alla conseguente lesione dell'affidamento formatosi in buona fede nell'ambito del rapporto contrattuale. Dette proposte, ove confermate, genererebbero verosimilmente un consistente filone di contenziosi con le conseguenti incertezze che andrebbero a danneggiare gli stessi clienti finali.
- Con riferimento alle **reti elettriche**, gli orientamenti delineati nel Quadro Strategico, da una parte lasciano intendere la possibile introduzione di forti discontinuità, dall'altra appaiono poco chiari sugli strumenti da utilizzare e sulle relative tempistiche. Tale approccio rischia di minare la stabilità regolatoria che invece risulta fondamentale per creare condizioni favorevoli alla realizzazione degli investimenti che, come noto, sono necessari al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione ed elettrificazione e a garantire la sicurezza del sistema energetico anche nei suoi assetti evolutivi. È utile, infatti, evidenziare che la significativa **crescita degli investimenti** sulle reti di distribuzione realizzata nel quinquennio 2020-2024 (con un **incremento di oltre il 75% nel 2024 rispetto al 2020**), rappresenta il risultato di un percorso di sviluppo e potenziamento della rete reso possibile dalla presenza di strumenti di supporto agli investimenti, in primis un quadro regolatorio stabile, prevedibile ed efficace. Negli anni a venire non vi è spazio per elementi di incertezza regolatoria, poiché un rallentamento degli investimenti nelle reti sarebbe in contrasto con l'esigenza di accelerare i processi di sviluppo e trasformazione del sistema energetico.
- In conclusione, il documento deve essere a nostro avviso modificato e integrato nei suoi passaggi fondamentali, al fine di garantire certezza a tutti i soggetti che operano nel settore, condizione imprescindibile per la crescita economica e per la competitività del Paese, considerato il ruolo sempre più strategico del settore energetico.
- Di seguito si riportano le considerazioni puntuali sugli obiettivi strategici e sulle linee di intervento riportate nel documento di consultazione e in allegato una sintesi delle tematiche che Enel ritiene prioritario affrontare delineando obiettivi e implementazioni efficienti.

OBIETTIVI STRATEGICI 2026-2029 E LINEE DI INTERVENTO: TEMI TRASVERSALI

A. Proteggere il consumatore e rafforzare la fiducia in un mercato che sia in grado di trasferire i relativi benefici

OS.1 Rafforzare le tutele per il consumatore

OS.2 Potenziamento e rafforzamento delle attività di vigilanza dell'Autorità a tutela dei consumatori nei settori energetici e ambientali

Enel ritiene che in un contesto in cui il mercato libero è ormai maturo, dinamico e concorrenziale, la regolazione dovrebbe accompagnare i clienti a scegliere le offerte che preferiscono attraverso regole semplici di trasparenza e non introducendo misure invasive di controllo di mercato.

Alcune proposte ipotizzate dall'Autorità, pertanto, ci sembrano non condivisibili in quanto rischiano di stravolgere un settore strategico del Paese con effetti controproducenti per operatori e clienti stessi.

È il caso, ad esempio, del recente DCO 304/26 già citato in premessa che se adottato nella formulazione pubblicata comporterebbe un controllo sostanziale dei prezzi, illegittimo in un mercato libero, con l'effetto paradossale, tra l'altro, di disincentivare totalmente i contratti a prezzo fisso che tutelano i clienti dalla volatilità ormai estrema dei mercati all'ingrosso. Rinviamo alla risposta al DCO per le altre osservazioni di merito.

In termini di metodo, riteniamo peraltro preoccupante che l'Autorità voglia adottare una regolazione di questa portata con una consultazione pubblicata ad agosto e che prevede la decorrenza delle nuove misure già da inizio dell'anno prossimo.

Più in generale, il Regolatore dovrebbe quanto più possibile garantire stabilità delle regole, non intervenire con cambi continui che generano incertezza e confusione verso operatori e clienti. L'Autorità, come noto, è intervenuta più volte recentemente in materia di tutela precontrattuale e contrattuale con alcune misure entrate in vigore da pochi mesi (es. la razionalizzazione dei corrispettivi di cui alla del. 386/25, in attuazione del DL "Bollette" n. 19/25) e i cui effetti non sono ancora del tutto valutabili. Anche per tale ragione, non condividiamo nuovi interventi sulla stessa materia adottati con procedure "d'urgenza".

Come detto, il mercato retail in Italia è dinamico e competitivo. Il tasso di cambio fornitore è passato dal 14% del 2018 al 24% nel 2024, contro il 9% della media europea, il 14% della Germania e il 9% della Francia; anche nel 2025 il dato italiano si conferma elevato (ca. 20,5%). Si tratta di livelli di dinamicità superiori anche a quelli medi di un settore altamente competitivo come quello della telefonia. I clienti, quindi, sono attenti alle proprie forniture di energia e sempre più consapevoli del

funzionamento del mercato, anche grazie agli interventi dell'Autorità per migliorare la trasparenza e la comparabilità delle offerte.

I clienti hanno ampie possibilità di scegliere l'offerta e l'operatore che preferiscono. La concentrazione del mercato, secondo i dati Arera, negli ultimi anni è in costante e decisa riduzione (es. la quota di clienti Enel Energia sul mercato domestico, compreso il Servizio a Tutele Graduali, è oggi inferiore al 35%¹, circa 10 p.p. in meno rispetto a gennaio 2024). Alcuni operatori hanno fatto il loro ingresso nel mercato recentemente, acquisendo in poco tempo significative quote di clienti (es. Poste Italiane, Octopus), a dimostrazione anche dell'apertura al cambiamento dei clienti, affatto inerti e passivi come descritti in alcuni documenti dall'Autorità.

In termini di prezzo, i dati Eurostat mostrano che la bolletta di un cliente domestico medio italiano (da 2000 kWh/a di consumo) è sostanzialmente in linea con la media europea, nonostante un mix di generazione sbilanciato sul gas; ciò anche in quanto la bolletta del cliente finale dipende anche da altre componenti tariffarie quali gli oneri di distribuzione, su cui l'Italia è storicamente più efficiente rispetto agli altri Paesi europei, con sostanziali benefici per il sistema. In questo contesto, riteniamo che l'Autorità debba incrementare l'attività di controllo specifica volta ad individuare i comportamenti fraudolenti di alcuni venditori che danneggiano il sistema.

Tra i temi trasversali puntualmente richiamati nello spunto OS1, l'Autorità prospetta l'introduzione di un ulteriore livello di definizione delle controversie dinanzi alla stessa Autorità nei casi di mancato accordo in sede conciliativa. Considerate le rilevanti implicazioni che tale assetto comporterebbe sotto il profilo delle competenze, degli effetti delle decisioni e del rapporto con la giurisdizione ordinaria, non appare possibile valutarne l'introduzione in assenza di un confronto strutturato con gli operatori. È pertanto necessario che l'Autorità istituisca un tavolo tecnico dedicato, finalizzato a chiarire preventivamente natura, finalità, perimetro applicativo ed effetti del nuovo istituto, assicurando un adeguato coinvolgimento dei soggetti interessati nella definizione della disciplina.

È necessario, infatti, definire con attenzione il relativo perimetro di applicazione, in modo da evitare un accesso indiscriminato allo strumento. Si rischierebbe, infatti, di introdurre oneri gestionali su tutti i soggetti coinvolti e di favorire, ad esempio, comportamenti dilatori da parte dei clienti (es. in caso di liti "temerarie"): in talune situazioni, potrebbero non concludersi accordi in sede conciliativa al fine di rimandare la risoluzione della questione. Ciò finirebbe, di fatto, per svuotare di significato il ruolo centrale riconosciuto dalla legge e dalla regolazione allo strumento conciliativo.

In merito all'erogazione dei **bonus sociali**, nonché delle agevolazioni a tutela dei consumatori colpiti da eventi calamitosi, si condivide l'opportunità di una semplificazione dei processi che coinvolga tutti

¹ Stima basata sul totale dei clienti domestici serviti dal Gruppo Enel (riportati nel Rapporto di monitoraggio Arera sui clienti non vulnerabili, marzo 2026), al netto dei clienti serviti in Maggior Tutela

gli operatori interessati, con tempistiche adeguate all'implementazione delle eventuali evoluzioni in materia.

OBIETTIVI STRATEGICI 2026-2029 E LINEE DI INTERVENTO: AREA ENERGIA

A. Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili

OS.20 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

Per quanto riguarda le priorità di intervento sul mercato elettrico all'ingrosso, l'Autorità finora si è principalmente concentrata sul rafforzamento dell'attività di controllo ed enforcement invece che sui necessari interventi di riforma del market design.

Per quanto riguarda il monitoraggio dei mercati e l'attuazione della disciplina REMIT è necessario limitarsi all'attuazione della disciplina e delle linee guida europee, evitando il rischio di una “sovra-regolazione” con criteri ulteriori e più stringenti di verifica.

In questa prospettiva, le modalità di verifica del trasferimento dei rimborsi nelle offerte degli impianti termoelettrici, proposte nel DCO 222/2026/R/eel, non appaiono in linea con il Regolamento REMIT e le Linee Guida ACER: queste ultime non ammettono un'identificazione meccanica tra costo del combustibile e prezzo dell'energia, riconoscendo la legittimità di altri costi e costi-opportunità nella formulazione delle offerte. Un regime di segnalazione automatica rischia, quindi, di trattare come indizio di condotte manipolative anche costi che rientrano legittimamente nel calcolo del prezzo.

Passando agli interventi di riforma del mercato su cui l'Autorità dovrebbe concentrarsi, riteniamo innanzitutto prioritaria l'esigenza di riservare particolare attenzione ai meccanismi di decoupling dei prezzi, supportando il ricorso a strumenti contrattuali quali i **contratti per differenza e i PPA** essenziali per conseguire in maniera efficiente gli obiettivi di decarbonizzazione europei.

Infatti, il ricorso agli **strumenti di lungo termine** è senz'altro **l'unica soluzione** per garantire al contempo lo sviluppo delle rinnovabili – con l'auspicata e necessaria trasformazione del mix di generazione verso una percentuale crescente di fonti rinnovabili – e il trasferimento dei relativi benefici verso i consumatori.

Tali strumenti riescono, infatti, a trasferire efficientemente verso i consumatori il costo di produzione delle fonti sottostanti ai medesimi contratti, superando i problemi che si possono riscontrare nei contratti ancorati ai prezzi dei mercati spot che risentono della volatilità tipica di questi mercati di breve termine.

Per quanto riguarda i **PPA**, sono da vedere con estremo favore le **iniziative adottate a livello normativo per la gestione delle garanzie con ruoli affidati a soggetti centralizzati** (come il GSE) per la gestione del default delle controparti contrattuali. Ridurre l'onerosità delle garanzie

rappresenta, certamente, una delle principali soluzioni per favorire la diffusione di questo strumento contrattuale di lungo periodo.

L'assegnazione di **contratti per differenze a due vie** per lo sviluppo di progetti a fonte rinnovabile rappresenta l'altro pilastro del market design nazionale. È uno strumento ampiamente consolidato sia in Italia che in Europa e sarà a fondamento anche dei prossimi schemi di incentivazione: il FERX definitivo e, in prospettiva, il FER Z. In particolare, questo ultimo schema sembra rispondere appieno a tutte le esigenze del sistema, sia in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili sia per la loro integrazione nel sistema elettrico. In relazione a tale schema si auspica, pertanto, un rapido processo di approvazione presso la Commissione Europea per una altrettanto celere implementazione nel contesto nazionale. Parimenti, andrebbe rapidamente completata con un ruolo attivo di Arera la disciplina dei contratti di time-shift per l'utilizzo dei diritti relativi agli accumuli contrattualizzati nel MACSE, che risultano essenziali per il funzionamento del futuro meccanismo FER Z.

Ai fini dello sviluppo delle rinnovabili, come noto, l'aspetto autorizzativo costituisce ad oggi il principale ostacolo alla loro diffusione. In questo ambito ci si aspetterebbe un ruolo più attivo da parte di ARERA in termini di segnalazione e proposta di soluzioni tecniche verso le istituzioni competenti per rispondere a questa problematica.

Nell'ambito dell'evoluzione del market design italiano ed europeo, analoga attenzione deve essere riservata ai meccanismi funzionali a garantire che il percorso di trasformazione del sistema energetico avvenga in piena **adeguatezza e sicurezza**. Le condizioni meteorologiche sempre più estreme che abbiamo sperimentato anche quest'estate (siccità e scarsità di vento) evidenziano come una maggiore penetrazione delle rinnovabili renda necessario mantenere una importante quota di capacità di generazione flessibile e programmabile, in grado di garantire sicurezza e adeguatezza del sistema nei momenti critici. A tal proposito, sul fronte degli impianti tradizionali, la flotta a gas a ciclo combinato, come noto, non riesce a coprire i propri costi sia perché le relative ore di funzionamento sono in progressiva riduzione sia perché il numero di avviamenti per GWh generato è in continuo aumento. Per questo motivo, **riteniamo fondamentale che sia confermata a breve la prosecuzione delle aste del Mercato della Capacità per le consegne dal 2029 al 2032 per il mantenimento di tutti gli impianti programmabili necessari**. Per assicurare il mantenimento in efficienza operativa di questi impianti anche nel medio-lungo termine, è necessario **avviare tutte le attività propedeutiche al proseguimento del mercato della capacità anche per le consegne successive all'anno 2032**. Si ritiene fondamentale che ARERA eserciti il proprio ruolo nei confronti del MASE per assicurare la tempestiva calendarizzazione delle aste e l'evoluzione di alcuni aspetti regolatori volti a garantire l'efficacia del meccanismo.

In particolare, ARERA dovrebbe presidiare attentamente la revisione **dei fattori di derating delle singole tecnologie** (CCGT, accumuli) **al fine di tener conto del loro reale contributo all'adeguatezza**, anche a fronte della progressiva modifica del mix e del tasso di penetrazione delle singole tecnologie.

Per quanto concerne i parametri economici del Capacity che ricadono nella piena competenza dell'Autorità, andrebbe concentrata l'attenzione sulla revisione dei premi di riserva per riflettere l'attuale contesto di mercato, che risulta caratterizzato da un significativo incremento dei costi di investimento e operativi, in particolare per gli impianti termoelettrici.

Per quanto concerne i mercati spot, come segnalato più volte negli ultimi anni, riteniamo oramai necessario che l'Autorità preveda su **alcuni servizi essenziali forniti dagli impianti (ad esempio black start, la regolazione di tensione e altri servizi di flessibilità) una valorizzazione adeguata**, in linea con quanto già avviene in diversi Paesi europei. È altresì necessario avviare un percorso per la **valorizzazione dei c.d. intervalli di fattibilità** applicati attualmente senza alcuna remunerazione alle unità abilitate; tale strumento limita la possibilità per l'operatore di negoziare la capacità vincolata nei mercati infragiornalieri con conseguenti maggiori oneri e rischi e fornisce al contempo una disponibilità di riserva gratuita al sistema. Si richiede in merito un'accelerazione del processo di analisi previsto attualmente per il 2027 al fine di poter anticipare le conseguenti riflessioni sull'evoluzione della disciplina di tale strumento.

Un ultimo importante e non più rinviabile elemento di riforma del mercato dei servizi è l'esigenza di armonizzare il limite inferiore di prezzo a quello dei principali mercati europei interconnessi introducendo i **prezzi negativi**. Ciò risponde infatti ad esigenze stringenti di coerenza del sistema (i prezzi negativi sono già consentiti nei mercati dell'energia) e di efficienza complessiva (consentire di gestire tramite il mercato situazioni di eccesso di immissione che si manifestano nel tempo reale), oltre che di parità di trattamento degli operatori italiani nel mercato europeo.

Quanto agli accumuli elettrochimici, il **MACSE** rappresenta lo **strumento principe** per lo sviluppo di tale tipologia di impianti. Vediamo, pertanto, con favore l'imminente svolgimento delle aste dedicate all'installazione di batterie per l'anno di consegna 2029, evidenziando, al contempo, la **necessità di un costante monitoraggio prospettico sul fabbisogno di capacità di accumulo – anche da parte di ARERA - per evitare un eccessivo approvvigionamento di questa tipologia tecnologica**.

Con riferimento ai **procedimenti di ristoro dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico**, si rappresenta l'esigenza di ridurre i tempi di istruttoria e deliberazione dei corrispettivi spettanti (l'accertamento finale del corrispettivo di reintegro spettante viene determinato con diversi anni di ritardo rispetto all'anno di competenza).

Con riferimento all'erogazione di **servizi di flessibilità**, si ritiene importante proseguire - anche in linea con i più recenti orientamenti europei sul tema - nell'impegno di abilitare la partecipazione delle risorse "distribuite" (domanda, generazione distribuita e sistemi di accumulo), anche in forma aggregata, ai mercati elettrici della flessibilità, considerata anche la crescita attesa dei consumi di energia elettrica e le esigenze di esercizio dei gestori di rete. La definizione dei processi di attivazione e gestione delle risorse potrà avvenire nell'ambito del già previsto percorso di implementazione nazionale del Codice di Rete europeo sulla *Demand Response*, di prossima emanazione. Sarà importante definire un quadro regolatorio tale da incentivare la più ampia adesione al mercato dei servizi delle suddette risorse, contemperando le esigenze di **semplificazione con quelle di sicurezza e stabilità del sistema elettrico**. Occorrerebbe anche prevedere premi per la disponibilità per tutte le risorse che offrono servizi ancillari, sulla base delle esigenze del gestore di rete.

Per quanto concerne l'intenzione, espressa dall'Autorità, di far evolvere **il ruolo della distribuzione come gestore dei servizi di flessibilità locale**, tale orientamento è accolto con favore da Enel che con il progetto EDGE di e-distribuzione si è posta da subito in prima linea nella sperimentazione di questa tipologia di servizi.

In termini più generali, nel medio-lungo periodo, in attuazione delle innovazioni della regolazione (a seguito del recepimento nazionale del già citato Network Code sulla *Demand Response e dei relativi National Term and Conditions*), e attraverso opportuni investimenti tecnologici, il **DSO** – oltre ad approvvigionare servizi di flessibilità locali negli appositi mercati - potrebbe assumere un **ruolo più incisivo di operatore attivo nella gestione in sicurezza del sistema elettrico** secondo meccanismi "*rule-based*", consentendo al sistema di cogliere tutti i benefici potenzialmente disponibili e offerti dalle risorse connesse alla rete di distribuzione. In particolare, segnaliamo la possibilità di **valorizzare maggiormente il potenziale di flessibilità delle utenze in bassa tensione (BT)**.

Si ritiene opportuno avviare un **percorso regolatorio volto a individuare e disciplinare le specifiche condizioni** (es. Isole minori) nelle quali, ai fini della sicurezza, dell'adeguatezza e dell'efficienza del sistema elettrico, la soluzione tecnicamente ed economicamente più efficiente preveda l'impiego di sistemi di accumulo eserciti dai gestori delle reti di distribuzione, definendone modalità di installazione, gestione e utilizzo a supporto dell'esercizio della rete.

Con riguardo all'attuale normativa sull'**unbundling funzionale** emessa da Arera, quest'ultima prevede regole che garantiscono la separazione del distributore rispetto alle altre attività svolte dal gruppo di appartenenza, soprattutto in termini di autonomia decisionale e indipendenza, al fine di favorire la piena trasparenza, non discriminatorietà e neutralità nell'accesso alle reti di distribuzione.

In tale contesto, la scrivente non è contraria a un aggiornamento mirato dell'attuale disciplina unbundling da parte di Arera, volto a includere tra le attività del DSO anche quella derivante dal nuovo ruolo di acquirente di servizi di flessibilità; conseguentemente, ci sarebbe l'esplicita **estensione anche verso i fornitori di servizi di flessibilità eventualmente presenti nello stesso gruppo verticalmente integrato, delle attuali già stringenti previsioni riguardanti l'indipendenza del DSO**; si precisa comunque che **tali previsioni sono già rispettate da Enel anche se non espressamente previsto nel TIUF**.

Per quanto riguarda **l'elettrificazione dei consumi**, si condivide l'impegno a sviluppare un quadro regolatorio in grado di stimolare il ricorso al vettore elettrico, in particolare con riferimento alla mobilità elettrica, alle pompe di calore o ad altre tecnologie elettriche domestiche (es. piano di cottura ad induzione). Tale impostazione, peraltro, va nella direzione già tracciata dall'Europa che nell'Action Plan per l'Elettrificazione della Commissione UE prevede di raddoppiare la quota di consumi elettrici al 2040. Per quanto riguarda più nello specifico la mobilità elettrica è fondamentale al fine di sostenerne lo sviluppo (anche in linea con gli obiettivi del PNRR) che sia mantenuta la **tariffa dedicata prevista per le infrastrutture di ricarica pubblica** connesse in bassa tensione e sia introdotta, parimenti, una **tariffa specifica per le infrastrutture di ricarica connesse in media tensione** con l'obiettivo di superare la criticità dovuta all'applicazione della tariffa ordinaria UDA MT. Preme sottolineare che le infrastrutture ad alta potenza oggi rappresentano l'elemento a più alta vulnerabilità, alimentata dai massicci investimenti iniziali e da costi di gestione difficilmente sostenibili in assenza di un quadro tariffario che consideri le peculiarità del servizio e il grado di maturità del mercato di riferimento. Lo sviluppo della mobilità elettrica non può prescindere dalla diffusione di colonnine che consentano ricariche veloci (soprattutto su strade a lunga percorrenza), connesse per l'appunto in MT. Auspichiamo, in tal senso, una ripresa del tavolo tecnico attivato in passato al fine di valutare soluzioni e strutture tariffarie più idonee, sia per gli operatori che per i clienti finali.

In relazione alle **soluzioni per l'autoconsumo diffuso**, si ricorda che ARERA ha avviato un procedimento finalizzato anche all'attuazione delle disposizioni della direttiva Market Design in materia di condivisione dell'energia rinnovabile e delle relative modalità di scorporo in bolletta. È importante che l'implementazione di tali disposizioni nell'attuale quadro regolatorio segua **principi di massima semplificazione**, preservando il modello di autoconsumo "virtuale" ormai consolidato ed **evitando oneri impropri in capo ai fornitori di energia elettrica**.

In merito all'intenzione dell'Autorità di pervenire alla definizione di un percorso di armonizzazione e semplificazione delle procedure e delle regole economiche tra le **connessioni attive e passive**, mediante la pubblicazione di un Testo Integrato delle Connessioni alle Reti Elettriche (TICR-E) che unifichi le disposizioni vigenti (TIC e TICA), auspichiamo una rapida definizione del nuovo assetto regolatorio, evitando ulteriori dilazioni e garantendo il pieno coinvolgimento dei soggetti interessati.

Come già rappresentato nel riscontro al Documento per la Consultazione ARERA 301/2023/R/EEL, il conseguimento dei target nazionali di integrazione delle fonti energetiche rinnovabili richiede un'evoluzione del quadro regolatorio, per la quale la Legge 10 aprile 2026, n. 49, di conversione del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, pone importanti presupposti. In tale contesto, si ritiene **imprescindibile rafforzare le misure di semplificazione degli iter di connessione**, volte a favorire una gestione più efficiente della capacità di rete e della saturazione virtuale, anche attraverso il **rilascio di soluzioni di connessione oltre la capacità massima accoglibile nel punto di connessione** (c.d. overbooking) e la **possibilità di rilasciare soluzioni di connessione in BT non subordinate alla realizzazione degli eventuali interventi necessari sulle reti AT**. Tali interventi consentirebbero una **significativa riduzione dei tempi di connessione**, in coerenza con gli obiettivi della transizione energetica.

Si ritiene, inoltre, necessario introdurre delle misure che consentano, come auspicato nel recente documento di Linee Guida per le procedure di connessione pubblicate dalla Commissione Europea, il **superamento del principio del “first come, first served”, verso un principio di “first-ready, first-connected”** che leghi la prenotazione della capacità di rete all'avanzamento concreto dell'iter e consenta ai gestori di rete di ridefinire le soluzioni di connessione degli impianti non autorizzati in funzione dell'evoluzione effettiva dello scenario. Con tale approccio verrebbe massimizzato lo sfruttamento della rete esistente e si otterrebbero connessioni alla rete più rapide per le iniziative pronte ad essere connesse (comprese quelle di piccola taglia) indipendentemente da quando è stata presentata la richiesta di connessione e si ridurrebbero le richieste speculative (o almeno il loro impatto), **finalizzate unicamente alla prenotazione della capacità di rete**.

Affinché il passaggio al principio del *first-ready, first-connected* produca effettivamente i benefici attesi, le regole attuative dovrebbero tenere conto della disomogeneità dei tempi di permitting tra le diverse tecnologie, riconducibile a fattori esogeni, quali la differente natura degli iter autorizzativi e le tempistiche di rilascio dei titoli abilitativi. Un criterio fondato esclusivamente sull'ordine temporale del permitting rischierebbe, infatti, di premiare non i progetti più maturi, bensì le tecnologie caratterizzate da un time to market strutturalmente più breve, con effetti distorsivi sulla composizione del mix energetico e sul conseguimento dei target del PNIEC. Si auspica, pertanto, che nell'ambito delle procedure di Open season siano previsti meccanismi di assegnazione della capacità che consentano la competizione tra progetti caratterizzati da iter autorizzativi omogenei, così da non sfavorire le tecnologie con iter più lunghi rispetto a quelle con permitting più rapido.

Riguardo al completamento della nuova disciplina del **settlement**, e in particolare alle innovazioni regolatorie in materia di **perdite di rete**, oltre a segnalare che il ritardo nel completamento della disciplina sta comportando per gli operatori incertezze impattanti su un ambito cruciale per il sistema elettrico, si fa presente che risulta essenziale un **quadro regolatorio definito e sufficientemente**

completo con adeguato anticipo, così da consentire a tutti i soggetti della filiera interessati (Distributori, Venditori, AU, Terna) di realizzare gli interventi necessari con adeguati livelli di affidabilità e sicurezza.

Riteniamo, pertanto, non più rinviabili:

- l’emanazione della determina ARERA relativa alla gestione dei punti di interconnessione fra gestori di rete e al conseguente popolamento delle relative anagrafiche sul SII;
- la conclusione dei procedimenti avviati con i documenti per la consultazione 268, 269 e 270 del 2025 e la definizione, nelle more, di una regolazione transitoria idonea ad accompagnare il passaggio al nuovo assetto;
- la previsione esplicita, con l’attribuzione dell’obbligo per il DSO di approvvigionare la cosiddetta Energia Residua, della possibilità per il DSO di vendere e acquistare energia direttamente nelle piattaforme del GME; l’introduzione di misure che garantiscano neutralità ed equità nel trattamento delle perdite e dell’Energia Residua.

Si evidenzia, inoltre, che l’energia relativa agli usi propri di distribuzione è destinata ad aumentare, per la progressiva “smartizzazione” della rete e l’incremento di impianti primari e secondari. Tale incremento, essendo volto al miglioramento del servizio, non deve essere in alcun modo penalizzato dai meccanismi di efficientamento previsti per il contenimento delle perdite non tecniche. Sarà pertanto necessario **valutare accuratamente il meccanismo delle *baseline* di riferimento previste dalla nuova disciplina.**

Relativamente alla gestione delle misure orarie ai fini del settlement si condivide l’esigenza di superare l’attuale distinzione tra Clienti con trattamento orario e non orario e relativa disciplina del c.d. *load profiling*. Tuttavia, la residua presenza di misuratori non ancora abilitati alla rilevazione quattroraria dei prelievi, richiede l’introduzione di misure per la corretta profilazione dei prelievi. Occorre al riguardo segnalare che la profilazione convenzionale dei prelievi con c.d. profilo “piatto per fasce” attualmente previsto dalla delibera 325/24 determina significative distorsioni e oneri di sbilanciamento.

OS.21 Accompagnare il settore del gas naturale in un’ottica di decarbonizzazione

Si segnala che il percorso di attuazione del Regolamento 1787/2024, che richiede al settore uno sforzo sulla gestione e il monitoraggio delle emissioni fuggitive di gas metano, necessita di un adeguato periodo di tempo per quanto riguarda la definizione a regime degli aspetti sanzionatori, così come raccomandato dalla Commissione alla luce delle crisi geopolitiche in corso e dei possibili risvolti sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

Con riferimento all'aggiornamento degli aspetti regolatori legati alla rigassificazione del GNL per il settimo periodo regolatorio, si ritiene necessario procedere ad una rivisitazione orientata a rendere maggiormente attrattivi e competitivi i terminali nazionali per l'importazione dei carichi, considerata la crescente centralità che questa fonte riveste nel panorama degli approvvigionamenti gas nazionali e nella diversificazione degli stessi. Le proposte dell'Autorità sembrano, invece, orientate a mantenere la regolazione attuale che rischia di non tenere conto del mutamento di contesto.

B. Mercati retail competitivi, partecipati e affidabili

OS.22 Garantire la concorrenza dei mercati retail proteggendo i consumatori

Come anticipato in risposta allo spunto OS1, il mercato retail è già molto concorrenziale e ben funzionante e le regole adottate negli anni dall'Autorità garantiscono adeguatamente il settore in termini di trasparenza dei rapporti tra venditori e clienti. Per i prossimi anni si tratta quindi solo di intervenire puntualmente su alcuni aspetti specifici, garantendo comunque una sostanziale continuità della regolazione retail.

In particolare, riteniamo che gli obiettivi di centralità del cliente finale che l'Autorità intende perseguire debbano essere focalizzati su tre direttrici:

1. la **prevenzione delle attività fraudolente** di operatori che mettono a rischio il sistema, da effettuare attraverso: i) il rafforzamento dei requisiti dell'albo Venditori; ii) meccanismi di monitoraggio continuo; iii) enforcement tempestivo.
2. l'eventuale ulteriore **affinamento delle informazioni e il rafforzamento degli strumenti a disposizione del cliente** per effettuare le proprie scelte di mercato.
3. l'inserimento di **criteri ulteriori al prezzo** nel confrontare le offerte sul Portale Offerte.

Con riferimento al primo aspetto, il mercato italiano è caratterizzato da un numero straordinariamente alto di soggetti iscritti all'Elenco Venditori (circa mille operatori iscritti agli Elenchi Venditori del MASE nei settori elettrico e gas), un vero e proprio *unicum* nel panorama europeo. Tale numerosità, non è tuttavia, di per sé, espressione di un mercato virtuoso laddove non siano garantiti adeguati presidi di affidabilità economico-finanziaria e correttezza. In assenza di detti presidi, infatti, alto è il rischio di alterare le dinamiche competitive a discapito di clienti e operatori virtuosi. In altri termini, un'eccessiva polverizzazione del mercato può favorire condotte opportunistiche e generare distorsioni concorrenziali, a detrimento degli operatori maggiormente strutturati e, soprattutto, dei clienti finali, che si trovano a operare in un contesto eccessivamente frammentato, con conseguente riduzione della trasparenza e della contendibilità informata sui fornitori.

Riteniamo pertanto importante creare un *level playing field* effettivo, in cui tutti gli operatori seguano gli stessi comportamenti in termini di trasparenza e correttezza.

In questo senso, concordiamo con gli obiettivi già dichiarati da codesta Autorità, a nostro avviso non più procrastinabili, volti al **rafforzamento dei requisiti per la permanenza nell'Albo dei Venditori**, affinché l'iscrizione a quest'ultimo non costituisca una procedura meramente formale, ma rappresenti una garanzia sostanziale di solidità e affidabilità effettiva dei soggetti che intendano operare nei mercati retail dell'energia.

È importante, inoltre, **prevenire i comportamenti scorretti o comunque interromperli prima ancora che provochino danni al sistema** (anche con l'ausilio dell'Intelligenza Artificiale, come prospettato dall'Autorità). A tal proposito, alla luce dell'imminente entrata in vigore dello switching in 24 ore, prevista dal prossimo mese di dicembre 2026 dalla delibera 58/26, appare **urgente l'attivazione dei monitoraggi** introdotti dalla medesima delibera. L'assenza di tali strumenti rischia infatti di lasciare priva di adeguati presidi proprio la fase più delicata del nuovo processo, quella dell'avvio, nella quale è invece essenziale individuare tempestivamente anomalie e comportamenti scorretti e attivare le necessarie misure correttive.

Si evidenzia, inoltre, che con processi di cambio fornitore molto veloci si incrementa il rischio di morosità strumentali e del c.d. "turismo energetico" e cioè di quei clienti che effettuano cambi ripetuti per non pagare le bollette. Ribadiamo pertanto la necessità di valutare **l'introduzione di forme di limitazioni agli switching in caso di morosità conclamate** dando così anche compiuta **attuazione al dettato normativo di recepimento della direttiva 944/19** (articolo 7.7 del D.lgs. 210/21). Sempre con riferimento alla morosità, accogliamo con favore l'avvio del procedimento di **riforma del Sistema Indennitario**, ed in particolare condividiamo pienamente le misure proposte nel DCO 248/26 volte a semplificare ed efficientare il meccanismo in termini di tempi di funzionamento e numero di soggetti coinvolti. **Non possiamo, invece, condividere la proposta di limitare il valore dell'indennizzo CMOR**, ritenendo tale misura compromettente l'efficacia e lo scopo nativo del meccanismo che, vale la pena ricordare, è stato istituito proprio per perseguire "chirurgicamente" il soggetto che genera la morosità ed evitare socializzazioni della stessa sull'intera collettività. Riteniamo quindi **essenziale che il sistema mantenga integralmente la propria funzione di tutela del credito e di recupero delle morosità da switching**, preservando l'efficacia dell'attuale struttura.

Una parte delle truffe ai clienti passano attraverso attività di **telemarketing aggressivo**, un fenomeno che provoca danni economici e reputazionali alle aziende corrette. Enel da tempo ha adottato iniziative finalizzate ad informare i consumatori sul contrasto alle truffe telefoniche e ad essere identificata in modo chiaro e riconoscibile dai clienti (es. l'adozione del numero 140 per le chiamate in entrata e in uscita verso i propri clienti).

Siamo disponibili naturalmente a collaborare con l'Autorità e le altre Istituzioni competenti per contrastare questo fenomeno. Riteniamo che per eradicarlo **sia opportuno ragionare anche sul divieto assoluto dell'attività di outbound telefonico per le attività commerciali.**

Con riferimento al secondo e terzo aspetto, relativo alla **trasparenza commerciale**, come detto, il quadro regolatorio attuale è già molto dettagliato, con alcuni interventi adottati di recente i cui effetti non sono ancora pienamente dispiegati.

La regolazione, in particolare, prevede una serie di misure finalizzate a rendere chiare e comparabili le offerte sul mercato (da ultimo, la recente delibera 386/25, in vigore da pochi mesi) ed informare i clienti rispetto al costo della bolletta e gli effetti di eventuali modifiche di prezzo o di altre condizioni contrattuali. Certamente tali regole si possono ulteriormente affinare, a vantaggio del sistema, mentre, come detto, va **evitata l'introduzione di meccanismi più invasivi che rischiano di porre vincoli eccessivi di fatto in contrasto con i principi su cui si basa il mercato libero.**

Pertanto, condividiamo l'obiettivo dell'Autorità di rafforzare il **Portale Offerte** al fine di rappresentare al cliente le offerte disponibili tenendo conto anche di elementi ulteriori rispetto al prezzo. Enel da tempo rileva che comparare le offerte solo con il prezzo non sia corretto in termini di informazione per il cliente, che deve poter valutare anche la qualità dei venditori e i servizi offerti. Auspichiamo in particolare che siano **valorizzati parametri oggettivi in grado di sintetizzare le caratteristiche del venditore che più interessano il cliente**; tra questi, la solidità finanziaria dei venditori, la capacità di gestire i rischi tipici del mercato, la disponibilità di canali di contatto diversificati a supporto dei clienti, dagli sportelli fisici (molto apprezzati in particolare da certe categorie di clientela), ai call center con orari estesi fino ai canali digitali. Andrebbe, invece, **evitato l'utilizzo di indicatori autodichiarati dai venditori stessi** (es. indice di reclamosità) che rischiano di premiare i comportamenti di operatori poco seri nell'attività di rendicontazione, possibilità molto concreta in particolare in un mercato con un numero elevatissimo di venditori come il nostro.

Non condividiamo invece l'introduzione di **meccanismi di sostanziale controllo dei prezzi degli operatori** come quelli prospettati con il recente DCO 304/26. Rinviamo alla risposta al documento per tutte le considerazioni, osserviamo in questa sede soltanto che tali proposte, limitando fortemente la possibilità di repricing, comporterebbero, se adottate, uno spostamento dei contratti dal prezzo fisso al prezzo variabile, con un effetto negativo sui clienti più avversi al rischio di volatilità dei costi dell'energia all'ingrosso (attualmente, la maggior parte delle famiglie ha sottoscritto contratti di energia elettrica a prezzo fisso). Auspichiamo quindi un ripensamento da parte dell'Autorità, eventualmente lavorando per affinare l'attuale regolazione che si basa su una corretta informazione preventiva ai clienti e sul suo diritto al recesso qualora ritenesse di non accettare tacitamente le proposte di modifica del venditore.

L'Autorità prospetta, inoltre, di avviare l'analisi dei **margini** degli operatori in attuazione del decreto-legge 21/2026. Si tratta di un'analisi di carattere fortemente tecnico che allo stesso tempo può essere strumentalizzata a livello mediatico. Anche qui, auspichiamo cautela ed attenzione nella definizione delle modalità concrete attraverso le quali attuarla, che dovrà avvenire attraverso un processo articolato di consultazione.

Un ultimo cenno, infine, alla **gestione dei clienti vulnerabili**, su cui riteniamo opportuno evidenziare l'efficacia dell'attuale Servizio di Maggior Tutela (SMT) per gestire i clienti che non hanno scelto il mercato libero (ormai meno del 10% del totale). La norma non impone all'Autorità tempistiche precise per il superamento della Maggior Tutela, che finora ha garantito un servizio di efficace e di qualità. Riteniamo quindi ragionevole il mantenimento del SMT, in modo da evitare anche inefficienze e complessità che deriverebbero dalla gestione dei costi fissi degli attuali esercenti la tutela.

C. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture nella transizione energetica

Accogliamo con favore il riferimento a una pianificazione coordinata delle infrastrutture energetiche in un'ottica cross-settoriale, purché tale approccio sia accompagnato da misure volte a semplificare i processi decisionali e a evitare la creazione di ulteriori livelli di complessità amministrativa. Riteniamo che le profonde trasformazioni in atto nel sistema energetico rendano necessario un approccio di **pianificazione integrata e di lungo periodo**, capace di assicurare coerenza tra le diverse esigenze di sviluppo delle reti e degli altri comparti energetici. Resta inteso, tuttavia, che il percorso di elettrificazione tracciato dalla Commissione europea nell'ambito dell'Electrification Action Plan, richiede l'individuazione di **misure mirate e selettive che favoriscano lo sviluppo del vettore elettrico**, mantenendo al tempo stesso un'elevata attenzione agli impatti sui clienti finali e all'efficienza complessiva del sistema. Pertanto, in questa prospettiva, **è opportuno valorizzare il contributo dei principali DSO elettrici nella definizione degli scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale, anche alla luce del ruolo centrale delle reti di distribuzione.**

Le reti di distribuzione rappresentano, infatti, **un fattore essenziale per garantire la sicurezza, l'accessibilità e la sostenibilità del sistema elettrico**. In un contesto caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili, dall'elettrificazione dei consumi e dall'aumento della domanda di flessibilità, l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture di rete nonché il potenziamento e la modernizzazione delle stesse appaiono dunque indispensabili per sostenere la transizione energetica.

Inoltre, **particolare attenzione deve essere dedicata all'adattamento della rete ai rischi derivanti dagli eventi climatici estremi e al potenziamento degli asset necessari a garantire un servizio affidabile ed efficiente nel lungo periodo**. L'esperienza ha mostrato l'efficacia delle misure emergenziali che, tuttavia, non possono essere una risposta sostenibile nel medio-lungo periodo, in assenza di un ulteriore rafforzamento delle infrastrutture. Un quadro regolatorio efficace

deve sostenere il volume degli investimenti e orientarne concretamente la realizzazione, promuovendo e valorizzando le soluzioni maggiormente coerenti con gli obiettivi strategici del sistema.

Condividiamo quindi il richiamo dell'Autorità a valutare in modo equilibrato i rischi di sotto-investimento. Su questo tema, la Commissione europea, nella Comunicazione relativa al *Grids Package*, ha evidenziato come il **costo dell'inazione sia particolarmente elevato**. In tale contesto, viene sottolineato **che l'insufficiente integrazione e il sotto-investimento nelle infrastrutture di rete incidono direttamente sul costo dell'energia per cittadini e imprese europee** e sulla capacità dell'Unione di sostenere lo sviluppo di settori strategici, quali le tecnologie digitali e le industrie a zero emissioni nette. La Commissione richiama pertanto la necessità di **accelerare gli investimenti nelle infrastrutture energetiche** quale condizione abilitante per la **sicurezza energetica**, la **decarbonizzazione** e la **crescita economica** dell'Unione.

Coerentemente, la Scrivente ha più volte richiamato il **rischio**, del resto osservato anche in letteratura, che **i costi di un eventuale sotto-investimento, determinato dal contesto di riferimento, superino i benefici di temporanee efficienze di costo**.

Ciò soprattutto alla luce del contesto della transizione energetica e del fatto che i **costi dei servizi della rete elettrica sostenuti dai clienti finali italiani risultano costantemente fra i più bassi a livello europeo**.

Parallelamente, i **benefici sistemici associati allo sviluppo delle reti risultano ampiamente superiori agli eventuali incrementi di costo, grazie alla riduzione della spesa energetica complessiva**, connessa all'incremento dell'elettrificazione e allo sviluppo delle rinnovabili.

Allo stesso modo, appare opportuno fornire segnali utili ad attrarre capitali nei settori ove si rileva la necessità di un forte incremento degli investimenti. In altre parole, una adeguata sostenibilità economica degli operatori risulta, ad avviso della Scrivente, fondamentale per garantire gli investimenti richiesti dalla transizione energetica.

OS.23 Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali e impiegare meccanismi innovativi

Nel corso degli anni, **il quadro regolatorio definito dall'Autorità ha svolto un ruolo determinante nel sostenere il percorso di trasformazione e modernizzazione delle reti di distribuzione italiane**, creando le condizioni affinché gli operatori potessero programmare e realizzare gli investimenti necessari ad accompagnare la transizione energetica. **Tale approccio, caratterizzato da una visione di lungo periodo, ha contribuito in modo significativo a fare dell'esperienza**

italiana un riferimento a livello europeo in termini di qualità del servizio, resilienza delle infrastrutture e capacità di integrazione delle nuove risorse energetiche distribuite.

In questa prospettiva, è importante che il nuovo quadro regolatorio evolva in continuità con il **percorso intrapreso**, mantenendone l'impostazione **forward-looking** e la **capacità di orientare gli operatori verso scelte industriali coerenti con gli obiettivi di lungo termine del sistema**. Pur riconoscendo la necessità di aggiornare alcuni strumenti e meccanismi alla luce delle nuove sfide tecnologiche, economiche e climatiche, è **fondamentale evitare interventi che possano determinare una riduzione degli investimenti o indebolire gli incentivi a comportamenti virtuosi**.

Ciononostante, si rileva con preoccupazione che il Quadro Strategico non individua con sufficiente chiarezza le iniziative e il percorso regolatorio attraverso cui l'Autorità intende accompagnare gli operatori nella definizione dell'assetto regolatorio del prossimo periodo. Tale carenza rischia di compromettere la prevedibilità del quadro di riferimento e di ridurre la capacità degli operatori di programmare tempestivamente gli investimenti necessari al conseguimento degli obiettivi di sistema.

Si formulano di seguito alcune osservazioni con riferimento ai principali ambiti di intervento prospettati dall'Autorità relativamente a:

- **Progressiva implementazione del modello ROSS:** in via preliminare, si evidenzia che l'introduzione della regolazione ROSS, nella sua configurazione "integrale", interviene in una fase particolarmente complessa per i gestori di rete, chiamati a sostenere un rilevante impegno operativo ed economico-finanziario per far fronte alle esigenze poste dalla transizione energetica e dal crescente impatto di fenomeni climatici estremi.

In tale contesto, si condivide l'osservazione dell'Autorità circa le notevoli complessità implementative che caratterizzano il modello e si ritiene pertanto che l'evoluzione dalla regolazione ROSS-base a integrale debba essere accompagnata da:

- i) **una significativa semplificazione dei criteri applicativi** relativi sia alle metodologie di valutazione delle efficienze che agli adempimenti richiesti agli operatori, al fine di garantire un corretto equilibrio tra obiettivi, oneri amministrativi e costi di implementazione. Tale semplificazione non dovrebbe limitarsi esclusivamente alla definizione del perimetro delle imprese coinvolte, ma riguardare anche gli aspetti metodologici, individuando un adeguato punto di equilibrio tra esigenze di semplificazione del modello regolatorio e capacità dello stesso di misurare correttamente le performance e l'efficienza delle imprese, nonché preservare efficaci segnali incentivanti.

- ii) **gradualità nell'introduzione delle novità regolatorie:** in merito alle tempistiche, si ritiene che il passaggio alla regolazione integrale debba avvenire secondo un **percorso graduale**. A tal fine, **appare necessario che le proposte dell'Autorità siano preventivamente sottoposte a un adeguato confronto con gli operatori**. Si ritiene inoltre opportuno prevedere **congrui tempi di implementazione**, nonché adeguati periodi transitori e meccanismi di monitoraggio che consentano eventuali adeguamenti in itinere.
- iii) **Stabilità e prevedibilità del quadro regolatorio**, risulta fondamentale garantire stabilità e prevedibilità del quadro regolatorio, evitando la sovrapposizione di molteplici interventi nello stesso periodo, tenendo conto che il 2028 sarà interessato anche dall'aggiornamento del Wacc e dal rinnovo delle concessioni elettriche.

- **Metodologia di analisi dei rendimenti “Rore”:** si ritiene opportuno adottare un approccio **graduale e improntato al confronto con gli operatori**. In particolare, si auspica l'attivazione di specifici tavoli tecnici finalizzati ad analizzare i diversi aspetti della disciplina tracciata dall'Autorità, meritevoli di confronto ed eventuale evoluzione ai fini di **una reale significatività dell'indicatore**. Si evidenzia che, su tale tematica, l'Autorità aveva espressamente preannunciato nel TIROSS l'avvio di specifici tavoli di confronto con gli operatori. Tuttavia, tali iniziative non sono state, ad oggi, attivate.

- **Regolazione output-based:** L'output regulation e gli strumenti basati sulle analisi costi benefici dovranno essere confermati per i prossimi anni, tenendo conto delle esigenze del Sistema.

Gli strumenti di **analisi costi-benefici rappresentano un valido supporto per l'individuazione e la calibrazione di meccanismi premiali relativi a specifiche categorie di intervento**, come ad esempio quelli finalizzati all'incremento della resilienza delle reti. In ambito analisi costi-benefici, si ritiene inoltre che le categorie oggetto di valorizzazione economica debbano includere anche quelle **tipologie di benefici di tipo sistemico** connessi, ad esempio, **alla sicurezza del sistema elettrico e all'impatto di carattere socio-economico**.

A tal proposito, **si ritiene prioritario consolidare e rendere strutturale la regolazione selettiva tramite incentivazione degli interventi di sviluppo**, con particolare riferimento a quelli finalizzati al **rafforzamento della resilienza delle reti**, sempre più urgenti come dimostrato dall'aumento repentino e diffuso delle temperature globali. Si ritiene inoltre, necessario, apportare delle semplificazioni all'attuale processo di approvazione degli investimenti.

Con riferimento alla revisione dei meccanismi output based relativi alla qualità tecnica e commerciale, riteniamo quanto mai importante avviare con urgenza il più volte richiesto confronto con gli operatori.

Con specifico riferimento alla **qualità tecnica del servizio**, si rileva che l'evoluzione del contesto operativo e climatico stia evidenziando la necessità di un aggiornamento del relativo quadro regolatorio volto a **rivedere i meccanismi incentivanti attualmente vigenti**. In particolare, si segnala l'opportunità di ripensare la **regolazione delle interruzioni brevi**, anche prendendo spunto dal confronto internazionale. Ad esempio, si evidenzia come a livello internazionale non siano presenti target sulle interruzioni brevi (ad eccezione della Francia ma con importi incentivanti più bassi di quelli italiani). Inoltre, anche alla luce dei recenti eventi si segnala nuovamente la necessità di rivedere i **criteri di esclusione degli eventi eccezionali**, come il meccanismo del Periodo di Condizioni Perturbate, **affinché esso rifletta più efficacemente l'impatto crescente dei fenomeni meteorologici estremi**.

Riguardo la **qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura**, si ritiene che l'attuale quadro regolatorio debba essere aggiornato introducendo una maggiore semplificazione unitamente a dei **meccanismi di incentivazione che prevedano specifiche forme di premialità per i DSO più virtuosi**. In tal senso, si ritiene altresì necessaria una **razionalizzazione delle prestazioni e/o attività con indennizzo previste dalla regolazione di riferimento**, uniformando le logiche di applicazione per produttori e clienti finali.

- **Revisione della metodologia del calcolo del WACC**: il 2028 sarà interessato dall'avvio del prossimo ciclo regolatorio, per il quale auspichiamo un **contesto stabile e favorevole agli ingenti investimenti richiesti dalla transizione energetica**. Alla luce della necessità e urgenza degli investimenti necessari per il sistema risulta essenziale garantire agli operatori un livello di remunerazione adeguato, in grado di assicurare sia la sostenibilità finanziaria degli investimenti che, a sua volta, di favorire l'accesso ai capitali necessari alla loro realizzazione.

Sarà inoltre importante valutare la congruità del Wacc, sia in termini assoluti che in termini di differenziale tra settori, onde evitare effetti distorsivi nell'allocazione dei capitali. Particolare attenzione dovrà essere riservata all'evoluzione del costo del debito, che negli ultimi anni ha registrato un significativo incremento. Una valutazione non corretta di tale componente rischierebbe di compromettere la capacità degli operatori di reperire risorse finanziarie a condizioni sostenibili e, conseguentemente, di rallentare la realizzazione degli investimenti indispensabili per il conseguimento degli obiettivi di sistema.

Inoltre, il confronto internazionale non può limitarsi al solo livello del WACC, ma deve necessariamente considerare l'insieme delle variabili regolatorie, finanziarie e operative che incidono sull'effettiva redditività degli investimenti e sul profilo di rischio delle imprese regolate. Un allineamento basato esclusivamente sul confronto dei parametri di remunerazione

rischierebbe di determinare risultati distorsivi e non coerenti con le specificità del contesto nazionale. Al riguardo, ricordiamo che **i costi dei servizi della rete elettrica sostenuti dai clienti finali italiani risultano costantemente fra i più bassi a livello europeo.**

Riguardo all'obiettivo di ARERA di favorire, attraverso la regolazione, **soluzioni capaci di aumentare la capacità disponibile delle reti e contenere i costi di sistema**, anche attraverso *grid-enhancing technologies*, soluzioni *non-wire*, strumenti di flessibilità, digitalizzazione e potenziamenti mirati, segnaliamo che **e-distribuzione è già impegnata nell'adozione di soluzioni digitali, smart e di flessibilità per ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti e la pianificazione dei relativi sviluppi** (es. tecnologie smart grids e sperimentazioni in ambito flessibilità). **È importante, tuttavia, che tali soluzioni siano considerate come strumenti complementari e non sostitutivi degli investimenti strutturali necessari all'esercizio, al rafforzamento e allo sviluppo delle infrastrutture di rete, che restano essenziali per garantire la sicurezza e la resilienza del sistema elettrico.**

OS.24 Riformare i criteri di regolazione dei servizi infrastrutturali energetici

L'auspicabile stabilità del quadro regolatorio passa inevitabilmente dall'attuazione di quanto previsto dalla Legge n.207/2024 (legge di bilancio 2025), che ha sottolineato la necessità e l'urgenza di **supportare gli investimenti sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica su tutto il territorio nazionale**, al fine di: **garantire la sicurezza e la resilienza del sistema e supportare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e contrastare tempestivamente gli effetti del cambiamento climatico.**

Auspichiamo che il coinvolgimento dell'Autorità nelle fasi successive all'adozione del decreto attuativo consenta il **dialogo con i distributori in merito alle implicazioni operative sottese ai processi di predisposizione, valutazione e monitoraggio dei piani straordinari di investimento**. Tale confronto favorirebbe un'attuazione efficace della normativa, assicurandone la piena operatività senza ulteriori ritardi. A tal proposito si sottolinea la necessità di una **opportuna attività di coordinamento relativamente agli adempimenti dei piani di investimento che andrebbero inevitabilmente a coesistere** (piano straordinario, piano di sviluppo, business plan).

Alla luce della proposta legislativa della Commissione europea avente come oggetto la modifica del Regolamento UE 2019/943, al fine di rendere le bollette elettriche dell'UE adeguate alle esigenze future, attraverso la riduzione dei costi di sistema e la promozione dell'elettrificazione e della digitalizzazione, **auspichiamo l'avvio di un confronto strutturato con l'Autorità sull'evoluzione del quadro regolatorio, volto a individuare metodologie tariffarie** (quali tariffe peak/offpeak, Time-of-Use statiche, etc.) **e meccanismi di connessione flessibile coerenti con le specificità**

del sistema italiano e capaci di coniugare competitività, riflettività dei costi ed efficienza nell'uso dell'infrastruttura.

L'obiettivo è trasmettere ai clienti segnali efficaci, trasparenti e non discriminatori, commisurati ai costi e ai benefici da loro generati e coerenti con le esigenze del sistema elettrico.

In particolare, in sede europea è stata considerata l'opportunità di introdurre tariffe Time-of-Use. In tale contesto, appare fondamentale privilegiare **soluzioni in grado di generare benefici concreti per i clienti finali**, evitando meccanismi più complessi e onerosi da implementare. Pertanto, l'adozione di tariffe Time-of-Use dovrebbe concentrarsi su configurazioni **statiche**, basate sulla differenziazione dei prezzi in fasce orarie predefinite. Tali strumenti consentono infatti di incentivare lo spostamento dei consumi al di fuori dei periodi di maggiore criticità, contribuendo a ridurre congestioni e perdite di rete e a promuovere la flessibilità implicita in modo equilibrato, senza il rischio di generare nuovi picchi di domanda.

Allegato – Sintesi delle tematiche che Enel ritiene prioritario affrontare

Retail

- Procedere al rafforzamento dell'Elenco dei venditori e all'attivazione dei controlli previsti dalla recente delibera sullo switching 24 ore al fine di rilevare e risolvere tempestivamente eventuali comportamenti anomali.
- Presidiare il c.d. "turismo energetico", in potenziale aumento con processi di cambio fornitore molto veloci, attraverso un Sistema Indennitario sempre più efficace e, per questo, non limitato nella portata compensativa attuale.
- Rafforzare il Portale Offerte al fine di rappresentare al cliente le offerte disponibili tenendo conto anche di elementi ulteriori rispetto al prezzo: l'affidabilità del venditore, i servizi aggiuntivi e la disponibilità di canali di contatto diversificati a supporto dei clienti (dagli sportelli fisici, ai call center con orari estesi, fino ai canali digitali).
- Evitare meccanismi invasivi che rischiano di snaturare di fatto i principi su cui si basa il mercato libero quali quelli sui rinnovi di cui al DCO 304 e monitoraggi eccessivamente dettagliati relativi ai margini.

Generazione

- Contribuire alla sempre maggiore diffusione ed efficacia dei meccanismi di decoupling dei prezzi dell'energia elettrica dal gas, come i contratti per differenze e i PPA, anche supportando Governo e Parlamento nell'ambito del ruolo tecnico e di segnalazione dell'Autorità.
- Assicurare il mantenimento e l'efficacia dei meccanismi atti a garantire l'adequatezza e la sicurezza del sistema come il Capacity Market, in particolare in merito alla loro implementazione per i periodi di consegna successivi al 2032.
- Avviare un percorso di adeguata valorizzazione, in analogia a quanto avviene in altri Paesi europei, per i servizi pregiati erogati dagli impianti di generazione e di accumulo per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Reti

- Assicurare la stabilità del quadro regolatorio, introducendo le modifiche maggiormente impattanti per il sistema con ampio anticipo e con la dovuta gradualità (es. ROSS).
- Aggiornare il WACC in modo tale da assicurare la sostenibilità finanziaria degli investimenti, tenuto anche conto del forte incremento dei tassi di interesse registrato negli ultimi mesi.

- Istituire un tavolo tecnico dedicato per quanto riguarda il calcolo del RORE, prima di procedere alla sua implementazione effettiva, al fine di individuare le corrette metodologie di calcolo.
- Nell'ambito dell'output regulation, confermare i meccanismi di incentivo basati sulle analisi costi-benefici, introducendo alcune opportune semplificazioni; rivedere i meccanismi relativi alla qualità tecnica, in particolare per le interruzioni brevi; con riferimento alla qualità commerciale, introdurre una maggiore semplificazione e meccanismi di incentivazione con specifiche forme di premialità per i DSO più virtuosi.
- Definire il nuovo assetto regolatorio relativo alla connessione alla rete dei clienti e dei produttori.
- Completare in tempi brevi la nuova disciplina del settlement e delle perdite di rete.